**Содержание**

1 Краткая характеристика оборудования и сооружений ГРЭС

1.1 Главный корпус

1.2 Топливоснабжение ГРЭС

2 Описание тепловой схемы энергоблока 300 МВт Ириклинской ГРЭС

3 Описание конденсационной установки турбины К-300-240 ЛМЗ

4 Обеспечение гидравлической плотности конденсатора

5. Методы выявления неплотности вакуумной системы конденсационной установки при работе турбины

6 Способы очистки конденсаторных труб от отложений

7. Расчетные показатели работы конденсационной установки

8. Обслуживание конденсационной установки во время работы

9. Методика расчета сроков очистки конденсаторов

10. Расчёт срока чистки конденсатора турбины ИриклинскойГРЭС

11. Система циркуляционного водоснабжения

12. Экологические аспекты технического водоснабжения

13. Безопасность проекта

14. Электротехническая часть

Заключение

Список использованных источников литературы

Приложение А

Приложение Б

###### Введение

Технология производства электрической и тепловой энергии на современных паротурбинных электростанциях сложна и трудоемка. Сложность энергетического производства обусловлена насыщенностью технологического цикла большим количеством разнообразного оборудования, дорогостоящего в изготовлении и монтаже, тяжелого в эксплуатации и трудоемкого в ремонте.

Из всех звеньев технологической цепочки особо сложным является тепловая схема электростанции. Усложнение проходило поэтапно, как следствие реализации результатов исследований тепловой экономичности паротурбинных установок.

Основой повышения тепловой экономичности электростанции было и является совершенствование её паросилового цикла. Простейшая паросиловая установка, состоящая из парогенератора, турбины, конденсатора и насоса, работающего по циклу Ренкина, характеризовалась предельной простатой, разумеется, относительной, но имела очень низкий КПД. Современная паросиловая установка, работающая по регенеративному циклу, имеет достаточно высокий КПД, но сложна, громоздка и дорогостоящая. Повышение тепловой экономичности цикла путем достигнуто путем усложнения и удорожания паросиловой установки.

Переход с низких и средних на высокие и за критические параметры, и создание энергоагрегатов большой единичной мощности (до 1200 МВт) привело к увеличению количества выхлопов турбины и корпусов конденсатора, вследствие чего поверхность охлаждения, размещенная в одном корпусе, возросла в конденсаторах турбин примерно в пять раз от 3000 до16000 м².

Такое увеличение поверхности охлаждения в одном корпусе конденсатора было достигнуто без понижения среднего коэффициента теплопередачи при конденсации пара на очень крупных пучках горизонтальных труб. Этому способствовали проведенные ВТИ исследования рабочего процесса конденсаторов, позволившие установить принципы рациональной компоновки их поверхности охлаждения, обеспечивающий эффективное ее использование при больших размерах трубного пучка. Было показано и экспериментально подтверждено путем реконструкции большого числа промышленных конденсаторов, что наиболее целесообразно двух зонное выполнение поверхности охлаждения с ленточной компоновкой основной массы их трубок и трапецеидальной воздухоохладительной секцией. Это подтвердили также испытания новых крупных конденсаторов, разработанных отечественными турбостроительными заводами с учетом результатов проведенных исследований.

Если путем рациональной компоновки трубного пучка оказалось возможным преодолеть отрицательное влияние на теплопередачу значительного увеличения размеров трубных пучков, размещенных в одном корпусе конденсатора, и даже немного увеличить коэффициент теплопередачи, то существенная дальнейшая интенсификация теплообмена в конденсаторе таким путем не может быть достигнута. На практике реализуется еще возможность углубления вакуума или уменьшения требуемой поверхности охлаждения конденсатора при том же вакууме путем разделения его на секции с разными давлениями в их пара, но при этом выигрыш достигается не в результате интенсификации теплообмена, а вследствие большой термодинамической эффективности ступенчатой конденсации отработавшего пара турбины.

Отсутствие проверенного метода интенсификации теплообмена в конденсаторах паровых турбин при хорошем состоянии их поверхности охлаждения повышает значимость оснащения конденсаторов устройствами для постоянной очистки трубок от отложения содержащихся в охлаждающей воде примесей (минеральных, органических и твердых веществ), тем более что качество охлаждающих вод в последние годы ухудшается.

Загрязнение конденсаторов с водяной стороны является наиболее частой причиной ухудшения вакуума. При этом ухудшение вакуума происходит как вследствие увеличения термического сопротивления за счет загрязнения трубок, так и за счет некоторого сокращения расхода воды через конденсатор вследствие повышения гидравлического сопротивления конденсатора.

Важнейшей эксплуатационной задачей является предотвращение загрязнения конденсаторов паровых турбин, а в случае его возникновения – изыскания способов очистки конденсаторов с минимальными затратами труда и по возможности без ограничения нагрузки. Интенсивность загрязнения конденсаторов зависит в основном от качества охлаждающей воды, типа водоснабжения, времени года и условий эксплуатации системы циркуляционного водоснабжения. Хорошо поставленный периодический контроль за работой конденсационной установки позволяет практически безошибочно определять причины ухудшения вакуума и находить правильные решения по их устранению.

Ухудшение вакуума в нормально работающем турбоагрегате происходит, как правило, достаточно медленно, что позволяет тщательно проанализировать показания приборов и даже произвести необходимые анализы и дополнительные испытания. Исключения составляют случаи быстрого, катастрофического падения вакуума, следствием чего может быть аварийный останов турбоагрегата.

Определение причин медленного ухудшения вакуума на сравнительно большую величину производится путем анализа эксплуатационных данных и сравнения их с результатами эталонных испытаний.

**1 Краткая характеристика оборудования и сооружений ИГРЭС**

**1.1 Главный корпус**

Главный корпус Ириклинской ГРЭС представляет собой совмещенный вариант котельного и машинного отделений с деаэраторной этажеркой между ними, выполнен в сборном железобетоне из элементов колонн и ригелей со стеновым заполнением панелями ПСА, с шагом колонн в продольном направлении 12 м.

Пролет машзала - 45 м. Пролет деаэраторной этажерки - 12 м. Пролет котельного отдаления первой очереди - 33 м. Пролет котельного отделения второй очереди - 39 м. компоновка основного оборудования - блочная.

В бесподвальном котельном отделении расположены 2 котлоагрегата ПК-41 и 2 котлоагрегата ТГМП-114 в двухкорпусном исполнении, 4 котлоагрегата ТГМП-314 однокорпусного исполнения с ремонтной площадкой между 1 и 2 очередями и блоков 6-7.

Для проведения ремонтных работ котельное отделение оборудовано двумя мостовыми кранами 1 очереди и двумя 2 очереди грузоподъемностью 50/10 тонн. На каждый котлоагрегат 1 очереди и два котлоагрегата 2 очереди смонтированы грузопассажирские лифты грузоподъемностью 1000 кг.

За рядом "Г" котельного отделения на открытой площадке расположены регенеративные воздухоподогреватели, дутьевые вентиляторы и дымососы с газовоздуховодами. Для отвода газов и обеспечения ПД концентрации вредных выбросов на уровне дыхания на четыре блока 1 очереди установлены 2 железобетонные дымовые трубы высотой 180 м, для котлов 2 очереди установлена дымовая труба высотой 250 м. В машинном зале расположены; турбоагрегаты К-300-240 Ленинградского металлического завода с генератором ТВВ-320-2 объединения "Электросила". В конденсационном отделении машзала под отметкой. 0,6 м расположены циркуляционные водоводы, трубопроводы технического водоснабжения, насосы и трубопроводы конденсационных установок.

Выше отметки 0,6 м расположены питательные насосы, подогреватели высокого и низкого давлений, насосы маслоснабжений турбогенераторов, бойлерные установки и другое вспомогательное оборудование блоков. Машинное отделение оборудовано двумя мостовыми кранами грузоподъемностью 125/20 тонн, имеет четыре ремонтные площадки: у западного торца, между блоками № 5,6; между блоками № 6,7 и у вос­точного торца.

На отметке - 2.7 м блока № 1 установлены два сетевых насоса теплоснабжения поселка и промплощадки. На отметке 0,0 м блока №4 установлены два насоса станционного отопления и тепличного хозяйства. В осях деаэраторной этажерки расположены растопочные расширители, деаэраторы, питательные трубопроводы, паропроводы острого пара и промперегрева с импульсно-предохранительными устройствами, вспомогательные трубопроводы, на отметке 0,5 м блочные обессоливающие установки (БОУ).

У первой оси на отметке 9,6 м расположен ЦЩУ, между каждыми двумя осями расположены БЩУ (один на два блока).

Аэрация главного корпуса выполнена приточно-вытяжной. Приток свежего воздуха осуществляется в зависимости от температуры наружного воздуха:

а) через фрамуги световых проемов ряда "А";

б) через фрамуги световых проемов ряда "Б" на отм. 30,0 м;

в) через калориферы, встроенные в стенку ряда "Г";

г) открытием фрамуг аэрационного фонаря котельного отделения.

Расположение блоков в осях колонн:

Блок № 1 в осях 3-4; Блок № 2 в осях 8-12; Блок № 3 в осях 12-16; Блок № 4 в осях 16-20; Блок № 5 в осях 21-25; Блок № 6 в осях 25-29; Блок № 7 в осях 30-34; Блок № 8 в осях 34-38.

Главный корпус ГРЭС имеет 39 осей.

## **1.2 Топливоснабжение ГРЭС**

Основным топливом Ириклинской ГРЭС является природный газ, поступающий по отводу от магистрального газопровода "Бухара-Урал" через газораспределительную станцию (ГРС-5) ", а также мазут марок М-100 и М-40 с содержанием серы до 3.5°/о, поступающий железнодорожным путем с нефтеперерабатывающих заводов Орска, Омска.

Для бесперебойного снабжения котлоагрегатов подогретым и отфильтрованным мазутом на ГРЭС имеется мазутное хозяйство

Поступающие цистерны подаются по 26 штук с каждой стороны *2-х* эстакад (104 цистерны одновременно). Ввиду низкой температуры застывания сливаемого мазута (+10 - +25 °С), производится его разогрев открытой подачей пара 13 ата в цистерны через гусаки.

Мазут сливается в приемно-сливные лотки, где подогревается змеевиками до 45-50 °С и самотеком через фильтр сетки, гидрозатворы поступает в 2 приемные емкости по 600 мЗ каждая, из которых погруженными насосами перекачивается в основные (расходные) резервуары. В расходных резервуарах мазут подогревается до 70-80 °С и поступает на всас 4-х насосов первого подъема производительностью по 350 мЗ/час каждый, давлением 6 кг/см2 подающих мазут к насосам второго подъема, а также обеспечивающих циркуляционный разогрев и перемешивание мазута в резервуарах.

После насосов первого подъема мазут проходит через подогреватели, где его температура повышается до 140-150 °С, сетчатые фильтры с ячей­кой 1,5 мм и поступает на всас 4-х насосов 2 подъема производительностью по 240 мЗ/час, напор 60 кг/см2. От насосов второго подъема мазут по двум мазутопроводам диаметром 325х8 проложенными на эстакаде подается в главный корпус через постоянный торец по ряду "Г".

С тупиков мазутопроводов и с мазутных колец каждого котлоагрегата предусмотрена частичная рециркуляция мазута на мазутохозяйство по мазутопроводу сечением 108х4 мм.В настоящее время мазутохозяйство имеет 10 основных (расходных) резервуаров емкостью 10000 мЗ каждый.

Система газоснабжения ГРЭС включает в себя: газопроводы высокого давления, ГРП-1,2,газопроводы среднего давления, газооборудование котлов №1-8.

Газ от ГРС к ГРП-1,2 поступает по двум газопроводам высокого давления Ду-500 мм. После ГРП-1,2 газ по двум газопроводам среднего давления Ду-1000 мм поступает в коллектор котельного отопления Ду-1200 мм, расположенный с наружной стороны ряда "Г".

Газоснабжение котлоагрегатов выполнено по отходящим от коллектора газопроводам с отключающей арматурой;

для блоков № 1-4 Ду-500 мм

для блоков и 5-8 Ду-600 мм.

Газопроводы среднего давления надземной прокладки имеют отключающую арматуру после ГРП и перед обще станционным коллектором. Пропускная способность ГРП-1,2 640000 нм³/ч газа по 320000 мм³/ч на ГРП

#### **1.2.1Основное оборудование ГРП**

- отключающая арматура на входе и выходе;

- висциновые фильтры - 3 шт.;

- три нитки регуляторов производительностью 160000 мЗ/ч каждая;

- предохранительные клапаны байпаса ГРП - 3 шт.;6 шт. на выходном коллекторе;

- выходной коллектор Ду-1200 мм;

- байпасы ГРП 1,2, байпасы ниток.

Расчетное давление перед ГРП 11,11 кг/см2, на выходе ГРП -1,13 кг/см2.

**1.3 Водоснабжение ГРЭС**

Источником водоснабжения является Ириклинское водохранилище на реке Урал.Система водоснабжения оборотно-прямоточная. Нормальный подпорный уровень водохранилища 245,0 м над уровнем моря. При этом средняя глубина воды на использованном участке водохранилища составляет 18,0 м.

Площадь зеркала водохранилища, участвующего в системе охлаждения нагретой воды, прошедшей через конденсатор турбины, около 29,0 км2.

В связи с сильно меняющимся в течение года уровнем воды в водохранилище подачу воды на ГРЭС предусмотрено осуществлять по двухступенчатой схеме. Вода из водохранилища забирается насосной станцией первого подъема при отметках в водохранилище ниже 243,0 м и подается к двум блочным насосным станциям второго подъема.

При отметках в водохранилище выше 244,0 м подвод воды к блочным насосным станциям второго подъема осуществляется через специальные водоводы, совмещенные с насосной станцией первого подъема. При уровне в водохранилище менее 244,5 м вода через глубинный водозабор забирается насосной 1 подъема и подается в промежуточный бассейн с отметкой по дну 238,0 м (промбъеф). Нормальный уровень воды в промбьефе 244,5 м, скорость воды в бассейне - 0,2 м/мин. Максимальный уровень в промбьефе - 249,0 м.

На участке сопряжения закрытых железобетонных каналов с открытым предусмотрено сооружение полигонального слива, обеспечивающего сифон в конденсаторах турбин. Закрытые железобетонные каналы заканчиваются ограждающейся сеткой с отметкой ниже 247,5 м.

Отметка бетонированного дна сооружения полигонального слива 242,55 м. Ширина сливного фронта 215 м. Открытый отводящий канал длиной 2700 м.

Все сооружения тех.водоснабжения ГРЭС запроектированы и сооружены из расчета на пропуск 84 мЗ/сек воды, обеспечивающих работу ГРЭС на полную мощность 2400 МВт.

На береговой насосной первого подъема установлено девять циркуляционных насосов типа ОП-2-145Э по одному насосу на каждый блок и один резервный, максимальной производительностью 36000 мЗ/ч. При уровне воды в водохранилище выше 244,5 м подвод воды в промбьеф осуществляется самотеком через специальные водоводы помимо насосов.

На напоре насосов установлены обратные клапаны, самотечные водоводы перекрываются дисковыми затворами.

На берегу промежуточного бассейна в непосредственной близости от ГРЭС сооружены две береговые блочные насосные станции 2 подъема, каждая на четыре блока. На каждый блок установлены два циркуляционных насоса типа ОП5-110, которые по металлическим водоводам Ду-1800 мм подают воду в конденсатор турбин. Максимальная производительность насосов - 23760 м³/ч. Сброс воды из конденсаторов турбин и после основных эжекторов осуществляется по металлическим водоводам Ду-1800 мм в четыре закрытых железобетонных каналах сечением 4,2х3 м. Каждый канал отводит воду от двух блоков в сторону постоянного торца.

Ширина сливного фронта 215 м. Отводящий открытый канал длиной 2700 м заканчивается скальным порогом.

Максимальный расход охлаждающей воды в летний период 288000 м3/час.

Часть воды, поступающая от ЦН, отбирается подъемными насосами эжекторов (ПНЭ) на эжектора, а также используется на охлаждение масла, или ОМТИ, генератора, электродвигателя ПЭН и вспомогательных механизмов по блокам.

Сырая вода на химводоочистку и пожарный водовод может подаваться с напора ПНЭ блоков № 1-8, насосами сырой воды 2 подъема 2 шт. через подогреватели сырой воды 2 шт. и охладители загрязненного конденсата или из сливных циркводоводов блоков № 1,2, насосами сырой воды 1 подъема 2 шт. и насосами 2 подъема (или помимо них) по той же схеме.

## **1.4 Комплекс очистных сооружений**

Включает в себя:

- очистку замазученых вод;

- очистку ливневых вод;

- очистку и нейтрализацию отмывочных вод РВП;

- очистку вод кислотных отмывок и промышленных стоков.

Производительность ОПК - 400 м3/час. Вода проходит следующую очистку: нефтеловушку, флотацию сернокислым алюминием от растворенных нефтепродуктов, после чего степень загрязненности снижается до 2-2,5 мг/л и далее через механические фильтры и фильтры активированного угля с содержанием нефтепродуктов 0,05-0,3 мг/л подается в ХВО или на 9-ю карту очистных хоз. бытовых стоков.

В насосную промстоков поступает:

- замасленная вода с отметки -2,7 м главного корпуса и с подшипников меха­низмов мазутного хозяйства;

- вода промканализации с ХВО, БНФС, которая откачивается насосами по­мимо шламонасосной на кислотный испаритель шламоотвала.

Шламоотвал состоит из 3-х секций. Общая емкость шламоотвала составляет (186м, 168м, 4м) 340 тыс.м3 Карта № 1 предназначена для накопления и отстоя сточных вод после отмывок РВП, карты 2,3 для вод, имеющих мех. примеси. Все три секции шламоотвала обнесены дамбой, по ко­торой проложены трубопроводы сброса сточных вод в карты шламоотвала. Сточные воды после отмывки РВП содержат токсичные вещества, поэтому дно и откосы секций ш/отвала покрыты асфальтом. Вода, после ее осветления на картах шламоотвала и в медленных фильтрах направляется на главный корпус для повторного использования или на поля орошения.

Кислотные испарители общей емкостью - 75 тыс.мЗ (150мх150мх3м) - каждый. Испаритель разделен на 4 секции. Все 4 секции обнесены дамбой, по которой проходят трубопроводы сброса вод после кислотной промывки котлов дно испарителя покрыто асфальтом.

## **1.5 Главная электрическая схема ГРЭС**

Главная электрическая схема ГРЭС включает в себя:

- систему шин 1110 кВ с выключателями и трансформаторами (1,2 и обходная) ;

- систему шин 220 кВ (1,2 и обходная) с выключателем и трансформатором.

Системы шин 220 кВ секционируются воздушными выключателями, на первую секцию работают энергоблоки № 1,2, на вторую секцию - энергоблоки № 3,4. Система шин 220 кВ связана через автотрансформаторы АТ-1,2 с системой: шин 110 кВ и через автотрансформаторы и 5,6 с системой шин 500 кВ.

ОРУ-500 кВ имеет две системы шин, на которые работает через автотрансформаторы блоки №5,6, через блочные трансформаторы блоки № 7,8 и отходят 2 ЛЭП-500 кВ, каждые два присоединения ОРУ-500 кВ подключены через 3 воздушных выключателя (полуторная схема). На блоках № 5-8 установлены генераторные воздушные выключатели 20 кВ между генератором и блочными трансформаторами. На блоках №1-4 установлены блочные ВВ-220 кВ, расположенные на ОРУ-220 между блочными трансформаторами и системами шин 220 кВ. При выводе блоков в ремонт с.н. блоки питаются:

- бл. 1-4 от РТСН-1,2 по резервной с.ш. (6 кВ)

- бл. 5-6 от собственных ТСН через АТ-5,6 (со стороны ОРУ-220 или 500кВ)

- бл. 7-8 от собственных ТСН через АТ-7,8 (со стороны ОРУ-500 кВ)

## **1.6 Химводоочистка ГРЭС**

Для восполнения пароводяных потерь пароводяного тракта котлоагрегатов используется глубоко обессоленная вода. Для получения обессоленной воды используется оборудование химического цеха (ОУ). Производительность обессоливающей установки (ОУ) 320 т/час. Исходная вода из водохранилища подогретая до 30°С в ПСВ поступает в осветлители, где при помощи дозировки известкового молока и коагулянта происходит удаление в виде шлама, органических примесей, бикарбонатной жесткости, механических примесей. Далее осветленная вода через промежуточные баки насосами подается на механические фильтры, в количестве 8 фильтров, где происходит полное удаление всех механических примесей, что смогли проскочить после осветлителей. Вода, очищенная на механических фильтрах, подается в Н-катионитовые фильтры 1 ступени (8 фильтров), где происходит удаление катионов кальция, магния, натрия. Далее вода поступает на Анионитовые фильтры 1 ступени (6 фильтров), где происходит удаление анионов сильных кислот (серной, соляной, азотной) и вода поступает в декарбонизатор для удаления углекислоты. Уже частично обессоленная вода после декарбонизатора поступает в баки, затем насосами подается в Н-катионитовые фильтры 2 ступени (3 фильтра), где происходит удаление всех катионов, которые смогли проскочить после Н-катионитовых фильтров 1 ступени. Далее вода поступает на Анионитовые фильтры 2 ступени (4 фильтра), где происходит удаление анионов сильных кислот, которые смогли проскочить с ан. фильтров 1 ступени, и анионов слабых кислот (кремниевая, углекислота), и далее вода поступает в фильтры смешанного действия, для полного удаления всех катионов и анионов, что смогли проскочить в фильтрах 2 ступени. Вода с содержанием солей жесткости Ж=0,2 мкг-экв/кг, На=5 мг/кг, SO = 15 мкг/кг по 2-м т-м поступает в БЗК.

Все Н-катионитовые фильтры загружены фильтрующим материалом катионитом КУ-2, который способен производить обмен катиона водорода на катионы

(1)



Обменная емкость материала восстанавливается раствором серной кислоты с концентрацией 1,5-4%. Анионитовые фильтры 1 ступени загружены низкоосновным анионитом АН-31, который способен производить обмен гидроксильной группы ОН на анионы сильных кислот.

Анионитовые фильтры 2 ступени загружены сильноосновным анионитом АВ-17, который способен производить обмен всех анионов на гидроксильную группу ОН.

Обменная жидкость материала анионитовых фильтров восстанавливается раствором щелочи с концентрацией 3-4%

## **1.6.1 Блочная обессоливающая установка**

## Конденсат турбин, используемый для питания прямоточных котлов, не удовлетворяет нормам качества питательной воды, поэтому конденсат подвергается химическому обессоливанию. Установка дает возможность удалять из конденсата не только растворимые соли, которые вымываются из цикла блока и из-за присоса охлаждающей воды в конденсаторе, а также и продукты коррозии конструкционных материалов тракта питательной воды. В схеме БОУ установлены механические фильтры, загруженные сульфоуглем и служащие для удаления из конденсата загрязнении, находящихся во взве­шенном состоянии. Механические фильтры задерживая находящиеся в конденсате оксиды железа и другие взвеси улучшают качество кон-та и защищают от загрязнений иониты фильтров смешанного действия (ФСД). При подщелачивании питательной воды аммиаком содержащиеся в Конденсате окислы железа находятся в нерастворимой форме, преимущественно в коллоидном и мелкодисперсном состоянии. Для обессоливания конденсата установлены Ф.С.Д с выносной регенерацией фильтрующего материала.

В ФСД происходит удаление из конденсата всех растворимых солей. БОУ рассчитаны на 100% обработку кон-та турбин. Основной задачей водного режима котлоагрегата является обеспечение высокого качества питательной воды и выдаваемого им пара.

В условиях стационарной работы блока концентрация оксидов железа, меди в паре, поступающем в турбину, близки к значениям их растворимостей, т.е. пар начальных параметров, является насыщенным паровым раствором по отношению к этим веществам.

При расширении пара в турбине с уменьшением температуры и давления растворимость примесей в паре уменьшается.

Для оксидов железа и меди состояние пересыщения наступает на первых ступенях ЦВД и здесь начинается их выделение в твердую фазу, растворимость оксидов меди снижается быстрее, чем оксидов железа.

**2. Описание тепловой схемы энергоблока 300 МВт Ириклинской ГРЭС**

**2.1 Паровой котел типа ТГМП-114**

Прямоточный котельный агрегат ТГМП-314 (Таганрогский газо-мазутный типа ПП 950/255 гм) предназначен для сжигания газа и мазута. Котел на сверхкритические параметры пара с промежуточным перегревом, однокорпусный, выполнен для работы в блоке с конденсатной турбиной К-300-240.

Котел имеет П-образную компоновку и состоит из топочной камеры и опускной конвективной шахты, соединенных в верхней части горизонтальным газоходом. Стены топочной камеры экранированы трубами радиационных поверхностей нагрева; нижней радиационной части (НРЧ), средней радиационной части (СРЧ), верхней радиационной части (ВРЧ) и фронтового пароперегревателя. В верхней части топки и горизонтальном газоходе расположен горизонтальный ширмовый пароперегреватель (ширмы первой и второй ступени), а также экраны потолка и поворотной камеры. В опускной шахте, последовательно по ходу газов, размещены конвективная часть пароперегревателя сверхкритического давления (КПП ВД), три ступени пароперегревателя низкого давления и водяной экономайзер.

Топочная камера имеет прямоугольное сечение с размерами 17300х8650мм. Кратность размеров по ширине и глубине топки позволила применить один тип трубных панелей для фронтового, заднего и боковых экранов. Высота топки 32316 мм (от пода до потолочного пароперегревателя). Объем топочной камеры 3960 м3.

В нижней части топочной камеры на фронтовой и задней стенке в два яруса размещены 16 газомазутных горелок типа ТКЗ. Горелки нижнего яруса установлены на отметке 8000 мм, верхнего яруса – на отметке 11000 мм.

Котел выполнен с рециркуляцией дымовых газов. Рециркуляция применена для регулирования температуры промперегрева и для снижения уровня максимальных тепловых потоков в НРЧ при работе на мазуте.

Среда от входа до выхода из котла движется двумя неперемешивающимися потоками. Перебросы с одной стороны котла на другую не предусматриваются.

Регулирование температуры пара СКД за котлом осуществляется изменением соотношения топлива и воды, регулировка температуры – с помощью впрыска питательной воды (суммарный расход на впрыски составляет 5% от номинальной производительности).

Воздухоподогреватели – регенеративные, вращающиеся, диаметром 9800 мм (РВП-98Г), вынесены за пределы котельной (два параллельно включенных агрегата на котел). РВП представляет собой противоточный теплообменный аппарат для подогрева воздуха за счет тепла дымовых газов. Процесс теплообмена осуществляется путем нагрева набивки ротора в газовом потоке и ее охлаждения в воздушном потоке.

Обмуровка котла сделана щитовой и крепится к каркасу котла. Обмуровка НРЧ, СРЧ, ВРЧ, ЭПК выполнена конструктивно одинаково (толщина 280 мм). Обмуровка потолка имеет толщину 290 мм. Конвективная шахта с отметки 18000 до отметки 30420 мм имеет обмуровку толщиной 400 мм.

Каркас котла служит для восприятия нагрузок от веса всех поверхностей нагрева, обмуровки, изоляции, площадок обслуживания, а также газовоздухопроводов и других элементов котла. Каркас состоит из стальных колонн сварного типа, связанных между собой балками, раскосами, горизонтальными и вертикальными фермами металлоконструкциями потолочного перекрытия. Колонны котла опираются на железобетонный фундамент, крепления опорных башмаков колонн к фундаменту выполняется анкерными болтами.



1 – газомазутные горелки; 2 – экраны стен и пода НРЧ; 3 – экраны стен СРЧ; 4 – экраны стен ВРЧ; 5 – ширмовый пароперегреватель; 6 – конвективный пароперегреватель; 7 – выход перегретого пара сверхкритического давления; 8 – вход вторичного перегретого пара; 9 – экономайзер.

Рисунок 1 – Компоновка прямоточного парового котла ТГМП – 314

**2.2 Паровая турбина**

Паровая турбина К-300-240 ЛМЗ одновальная трехцилиндровая (рисунок 4), предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока ТВВ-320-2 завода «Электросила» им. Кирова.

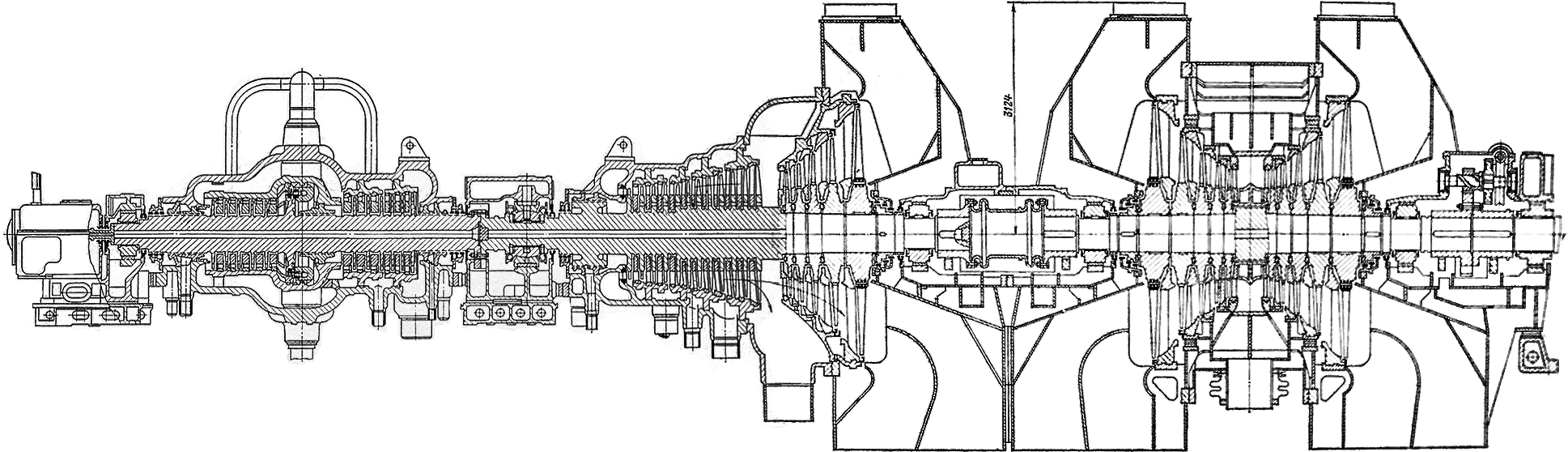


Рисунок 2 – Паровая турбина К-300-240

**2.2.1 Конструкция турбины**

Турбина имеет 39 ступеней давления, из них 12, в том числе одна одновенечная регулируемая, расположены в ЦВД, 17 ступеней в ЦСД и 10 в ЦНД. ЦНД двухпоточный, с пятью ступенями в каждом потоке. У турбины имеются три выхлопа, один из которых расположен в части цилиндра среднего давления, и два – в цилиндре низкого давления.

ЦВД выполнен из двух корпусов: наружного, изготовленного из стали 20ХМФЛ, и внутреннего – из стали 15ХМФБЛ. Оба корпуса имеют горизонтальные разъемы. Подвод пара осуществляется по четырем паровпускным патрубкам.

В цилиндре высокого давления располагаются регулирующая ступень, пять ступеней давления (ступени 2-6) во внутреннем корпусе (левый поток пара) и шесть ступеней давления (ступени 7-12) в наружном корпусе (правый поток пара).

В целях охлаждения внутреннего корпуса и паровпускных штуцеров, а также обогрева наружного корпуса левый поток пара поворачивает на 180° и направляется в шестую и последующие ступени. Все диски ЦВД откованы за одно с валом. После 12-й ступени пар отводится промежуточный пароперегреватель. На «холодных» нитках промежуточного перегрева установлены предохранительные клапаны, исключающие работу ЦВД в неподвижном паре высокого давления при закрытых отсечных клапанах ЦСД.

Во внутреннем цилиндре крепится направляющий аппарат 1-й регулирующей ступени давления (сегмент сопл), диафрагмы 2-6-й ступеней давления и переднее уплотнение. Во внешнем цилиндре крепятся обоймы диафрагм 7-12-й ступеней давления и концевые уплотнения ЦВД.

Для сокращения времени прогрева турбины при пуске фланцы горизонтального разъема ЦВД и ЦСД снабжены паровым обогревом.

Фикс пункт (мертвая точка) турбины расположен на боковых рамах задней части ЦНД, расширение агрегата происходит к переднему подшипнику и очень мало в сторону генератора.

ЦСД выполнен прямоточным из трех частей и изготовлен из стали 15Х11МФЛ. Проточная часть ЦСД делится на часть среднего давления (ЧСД) и часть низкого давления (ЧНД). ЧСД имеет 12 ступеней давления, после которых 2/3 пара перепускается в ЦНД, а 1/3 пара проходит последние пять ступеней давления ЧНД, ЦСД и отводится в конденсатор. Диски ротора ступеней 13-24 откованы вместе с валом ступеней 25-29 – насадные. Критическая частота вращения ротора ЦСД 1620 об/мин. ЦНД выполнен двухпоточным с пятью ступенями давления в каждом потоке, изготовлен из стали Ст3. Впуск пара производится в среднюю часть цилиндра. Средняя часть ЦНД состоит из наружной и внутренней частей, компенсирующих тепловые расширения. Перепуск пара из ЦСД в ЦНД производится двумя трубами диаметром 1050 мм. Пар, пройдя соответствующую половину цилиндра, поступает в конденсатор поверхностного типа. Выхлопные патрубки ЦНД присоединяются к конденсатору путем приварки при монтаже.

**2.2.2 Роторы**

РВД – цельнокованый, гибкий, с критической частотой вращения 1700 об/мин. Все диски, кроме диска регулирующей ступени, снабжены отверстиями для выравнивания давления и тем самым разгрузки колодок упорного подшипника. Рабочие лопатки закреплены на дисках посредством Т-образных лопаточных хвостовиков с замками, а по периферии связаны бандажом.

РСД выполнен комбинированным: вал откован заодно с 12 дисками из стали Р2М, а диски последних пяти ступеней насажаны на вал с натягом. Материал дисков – сталь 34ХН3М. Лопатки части среднего давления закреплены на дисках посредством Т-образных хвостовиков с замками. В зоне паровпуска ротор ЦСД имеет развитый разгрузочный диск для уравновешивания осевого усилия. Критическая частота вращения 1873 об/мин.

Конструкции ротора в части низкого давления ЦСД и ротора ЦНД одинаковы. Крутящий момент в случае временного ослабления посадки передается на вал торцевыми шпонками. Лопатки первых двух ступеней РНД крепятся к дискам Т-образными, а последних трех – мощными вильчатыми хвостовиками. Они не имеют ленточных бандажей, но перевязаны титановыми проволоками. Лопатки двух последних ступеней имеют противоэрозионную защиту в виде стеллитовых напаек.

Валопровод турбины уложен на пять опорных подшипников. Передний опорный подшипник турбины расположен между ЦВД и коробкой системы регулирования. Корпус подшипника выполнен из серого чугуна. Внутри корпуса помещаются верхний нижний вкладыши, между которыми проходит передний конец РВД. Смазка переднего подшипника, как и остальных подшипников, принудительная. Масло турбинное Л марки 22 подается при давлении 1,2 кгс/см2 после маслоохладителей, на уровне оси турбины, при работе электронасосов переменного тока, и около 0,7 кгс/см2 при работе электронасосов постоянного тока. Между ЦВД и ЦСД установлен один комбинированный опорно-упорный подшипник. Корпуса подшипников ЦВД и паровпускной части ЦСД – выносные, опирающиеся на фундамент; подшипники выпускной части ЦСД и ЦНД встроены выходные патрубки. Все корпуса подшипников содержат в своих крышках аварийные масляные емкости, которые заполняются при работе основных масляных насосов; при переключении насосов и ли их отказе масляные емкости гарантируют нормальный выбег турбины после ее аварийного отключения.

Предельные значения зазоров между шейкой вала и нижним вкладышем не должны превышать на сторону на уровне горизонтальной оси от 0,001 до 0,002 диаметра вала; между шейкой вала в верней точке и вернем вкладышем – от 0,001 до 0,003 диаметра шейки вала. РВД и РСД соединены жесткой муфтой, полумуфты которой откованы заодно с валами. Между роторами ЦНД и электрического генератора установлена жесткая муфта с насадными полумуфтами. Роторы ЦСД и ЦНД соединены полужесткой муфтой.

На крышке подшипника, расположенного между ЦНД и генератором, установлено валоповоротное устройство. Для проворачивания ротора перед пуском и после останова турбины, обеспечивает частоту вращения валопровода с частотой 3,4 об/мин. При развороте турбины валоповорот отключается автоматически. При останове турбины валоповоротное устройство немедленно включается в работу. После 8 часов непрерывной работы вала поворотное устройство отключается. Через каждые 10 минут ротор турбины автоматически поворачивается на 180 градусов до полного останова турбины.

**2.2.3 Корпусы**

Корпус ЦВД выполнен двойным. Это позволяет иметь умеренные толщины стенок и фланцев каждого из корпусов, что способствует их быстрому и равномерному прогреву вместе с ротором и охлаждению внутреннего корпуса паром, протекающим между корпусами при работе турбины на номинальном режиме.

Внутренний корпус выполнен из стали 15Х11МФБЛ, обладающей достаточным сопротивлением ползучести при высоких рабочих температурах. Внешний корпус подвержен действию температур, не превышающих 400 °С., поэтому он изготовлен из более дешевой, но достаточно прочной стали 15Х1М1ФЛ. Внутренний корпус подвешен в наружном.

Корпус ЦСД – одностенный с двумя паровпускными патрубками. Корпус состоит из трех частей, соединенных вертикальными технологическими разъемами. Передняя часть корпуса, подверженная действию пара высокой температуры, (поступающего из промежуточного перегрева) выполнена из стали 15Х1М1ФЛ; средняя – из стали 25Л; задняя – сварена из листовой углеродистой стали.

Корпус ЦНД выполнен сварным, двухстенным. Внутренний корпус подвешен в средней части наружного корпуса на уровне горизонтального разъема, и его Фикспункт расположен на оси ЦНД в плоскости его симметрии.

**2.2.4 Уплотнения**

Уплотнения диафрагм ЦВД, ЦСД и ЦНД, заднее концевое уплотнение ЦСД, а также концевые уплотнения ЦНД выполнены в виде подвижных уплотнительных колец, набираемых из сегментов в диафрагмы и каминные камеры ЦСД и ЦНД. Концевые уплотнения роторов турбины выполнены без каминной. Концевые и средние уплотнения ЦВД, а также переднее концевое уплотнение ЦСД выполнены в виде завальцованных в канавки роторов усиков и неподвижных гребенчатых обойм.

Подача пара на уплотнение осуществляется из деаэратора 7 кг/см2 через коллектор с промежуточным давлением, которое поддерживается автоматически. Давление в камерах уплотнений 1,01 – 1,03 кгс/см2.

**2.2.5 Парораспределение**

Турбина имеет сопловое регулирование и семь отдельно стоящих регулирующих клапанов, расположенных по обе стороны ЦВД. Два стопорных клапана диаметром по 200 мм. Клапан автоматического затвора предназначен для мгновенного закрытия подачи пара в ЦВД при увеличении частоты вращения ротора сверх допустимой, при осевом сдвиге ротора и падении вакуума до 540 мм. рт. ст., падения давления в системе смазки турбины до 0,3 кгс/см2, при воздействии на ключ дистанционного отключения турбины, при отключении котла, при снижении температуры пара перед ЦВД и ЦСД до аварийного значения.

Клапаны выполнены разгруженными (разгрузка штоком). Регулирующие клапаны не разгруженные выполнены за одно со штоками и имеют индивидуальные сервомоторы. Первые две сопловые коробки включаются одновременно. Номинальная мощность (и соответствующий расход пара) обеспечивается первыми 3-мя сопловыми коробками. К трем сопловым коробкам подключены по два РК ∅75 и ∅120 мм (к 4-ой коробке – клапан ∅120 мм), из которых меньший клапан является разгрузочным для большого. Последовательность открытия обеспечивает равномерный прогрев паровпускной части турбины: клапаны № 1 и 2, подающие пар в правую нижнюю и левую верхнюю (если смотреть в сторону генератора) сопловые коробки открываются одновременно и уменьшают прижимающую силу, действующую на клапаны диаметром 120 мм, подводящие пар в эти сопловые коробки. Полное открытие первых шести клапанов, подводящих пар в три сопловые коробки, обеспечивает номинальную нагрузку турбины при номинальных параметрах свежего пара. Клапан №7, подводящий пар в правую верхнюю сопловую коробку (четвертую), является перегрузочным. Подвод пара к сопловым коробкам осуществляется гибкими паропроводами малого диаметра для уменьшения усилий, передаваемых от паропроводов на корпус турбины при различном тепловом расширении паропроводов и корпуса из-за их неодинакового прогрева.

Выполнение регулирующих клапанов в виде отдельных блоков позволило обеспечить более равномерный прогрев и остывание корпусов при переходных режимах. Это уменьшает коробления, температурное напряжение в паровпускной части турбины и повышает надежность ее работы.

После промежуточного перегрева пар проходит дублированную защиту – стопорный и отсечной клапаны, и поступает в паровпускную камеру ЦСД. Оба клапана установлены в одной коробке и имеют одно общее седло.

Две коробки стопорных и отсечных клапанов расположены по обе стороны продольной оси турбины и присоединяются в нижней половине передней части ЦСД с помощью фланцевого соединения. Обе коробки работают одновременно и подводят пар к ЦСД через одну общую сопловую камеру.

**3 Описание конденсационной установки турбины К-300-240 ЛМЗ**

**3.1 Назначение конденсатора**

Основным назначением конденсационной установки паротурбинного агрегата является конденсация отработавшего пара турбины и обеспечение за последней ступенью при номинальных условиях давление пара не выше расчетного, определенного исходя из технико-экономических соображений.

Среднее давление отработавшего пара р2 для принятых при проектировании конденсатора номинальных условий (расход воды в конденсатор, температура и расхода охлаждающей воды) составляет 3,5-6кПа (0,035-0,060кгс/см²).

Помимо поддержания давления отработавшего пара на требуемом для экономичной работы турбоагрегата уровни конденсационная установка должна также обеспечивать:

- сохранение конденсата отработавшего пара, используемого в системе питания парового котла, и его качество соответствующего требованиям ПТЭ (ограничение в допустимых пределах содержания в нем кислорода, растворенных солей и продуктов коррозии);

- предотвращение переохлаждения конденсата на выходе из конденсатора по отношению к температуре насыщения отработавшего пара, приводящего к потере теплоты.

**3.2 Особенности конструкции и компоновки конденсаторов**

Конденсатор – основной элемент конденсационной установки – представляет собой теплообменный аппарат поверхностного типа.

В зависимости от мощности и конструктивных особенностей турбины устанавливается один или несколько конденсаторов. Наиболее важным элементом конденсатора является трубная система. Конструкция конденсаторов должна обеспечивать их эффективную работу, что достигается применением ряда конструктивных мероприятий. Так, при своем движении пар направляется системой щитков, лотков и специальных проходов в трубных пучках. Низкое паровое сопротивление обеспечивается путем применения ленточной компоновки трубного пучка.

Поверхность охлаждения конденсатора образована прямыми трубками, развальцованными с обеих сторон в трубных досках, и состоит из двух обособленных трубных пучков, размещенных в одном корпусе.

Каждый пучок имеет отдельный подвод охлаждающей воды, что позволяет производить отключение половины конденсатора под нагрузкой турбины. Снижение нагрузки при этом определяется температурой выхлопных частей турбины. По воде конденсатор двухходовой. Для компенсации тепловых расширений конденсатор устанавливается на пружинные опоры. Пружинные опоры нагружены весом конденсатора без воды, все остальные нагрузки передаются на опоры выхлопных частей турбины, с которыми соединяется конденсатор при помощи сварки.

Конденсатор имеет следующие устройства:

1) Конденсато-сборники - для обеспечения уровня конденсата в нем с целью поддержания необходимого подпора на всасе НОУ и исключения переохлаждения конденсата;

2) Постоянный добавок - для приема обессоленной воды в количестве до 50 т/час;

Аварийный добавок - для ввода обессоленной воды в количестве 200 т/час (при растопке блоков);

3) БРОУ (ПСУ)- для приема пара, сбрасываемого из котла в пароприемные устройства в период пуска, остановки и аварийного сброса нагрузки турбины, в количестве 450 т/час;

4) Водоприемное устройство, в котором установлены очистные решетки и сетки. Устройство объединено большей частью с береговой насосной и соединено с приемными колодцами насосов самотечными водоводами;

5) Напорные трубопроводы циркуляционных насосов, связывающие конденсационную установку с системой технического водоснабжения;

6) Для уменьшения затраты электроэнергии на циркуляционные насосы на сбросе воды из конденсатора используется сифон, а из сифонного колодца вода сбрасывается самотеком по открытому каналу. Сброс теплой воды производится ниже водозабора на расстоянии исключающем ее попадание в водоприемное устройство.

Нормальный уровень в конденсатосборниках (расстояние от днища конденсатора)700 мм, верхний предельный уровень в конденсаторе1000 мм.

**3.2.1 Технические данные конденсатора 300 КЦС-3**

- поверхность охлаждения конденсатора - 15400 м;

- число трубок - 19600 шт;

- диаметр трубок - 28/26 мм;

- длина трубок - 8980 мм;

- количество охлаждающей воды при температуре 12° С - 35500 м³/час;

- расход пара - 573,4 т/час;

- давление в камере всасывания - 0,023 ата;

- удельная паровая нагрузка - 37,2 кг/см²;

- шаг расположения трубок - 36 мм;

- площадь сечения трубок одного хода - 5,2 м²;

- число ходов воды - 2;

- площадь прохода пара к трубкам - 340 м²;

- площадь прохода пара между трубками - 75,6 м²;

- тепловая нагрузка контура - 314 ккал/час;

- количество отсасывающей паровоздушной смеси – 96 кг/час;

- кратность охлаждения - 63,7;

**3.3 Оборудование конденсационной установки**

**3.3.1 Основные эжекторы**

Эжекторы типа ЭВ-7-1000 предназначены для отсоса не конденсирующихся газов и воздуха из конденсатора и поддержания требуемого вакуума. Эжектор имеет семь рабочих сопл и столько же примыкающих одна к другой цилиндрических камер смешения (труб), в каждую из которых поступает истекающая из соответствующего сопла струя рабочей воды, захватывающая из общей приемной камеры воздух (паровоздушная смесь). При давлении рабочей воды перед соплами Рр=0,4Мпа ее объемный суммарный расход составляет около Uр=0,28м³/сек (1000 м³/ч), объемный расход эжектируемой среды Uн=1м³/с (3600м³/ч), объемный коэффициент эжекции Uн/ Uр=3,57. При нормальной работе эжекторы включены параллельно, возможна работа эжекторов раздельно друг от друга. Вода к эжекторам подается подъёмными насосами с давлением 3,5-3,8 кг/см².

На трубопроводах отсоса воздуха из конденсатора к эжекторам установлены гидрозатворы, которые предотвращают заброс сырой воды в конденсатор при снижении давления воды перед эжекторами или при останове ПНЭ.

Для исключения попадания воды в конденсатор при пуске и останове энергоблока включение, отключение ПНЭ производить на закрытые задвижки по отсосу паро-воздушной смеси. Открывать задвижки при стабильной работе ПНЭ.

**3.3.2 Эжекторы циркуляционной системы**

Предназначены для поддержания разряжения в верхних сливных камерах конденсатора, служит эжектор циркуляционной системы типа ЭВ-1-350. Для отсоса воздуха из ПС-115 смонтирован дополнительно эжектор ЭВ-1-350. На блоках N 7,8 установлены эжекторы типа ЭВ-1-230. Вода на эжекторы подается от ПНЭ или со станционного коллектора ПНЭ с давлением 2,5-3 кг/см². Расход воды на эжекторы соответственно 335 м³/час и 230 м³/час.

**3.3.3 Подъемные насосы эжекторов**

Подъёмные насосы эжекторов (ПНЭ) предназначены для подачи циркуляционной воды из напорных водоводов на:

- основные эжекторы турбины;

- эжекторы циркуляционной системы и эжектор ПС-115;

- на всас насосов сырой воды ПН-1,2.

- фильтр ФС-250 и далее в коллектор технической воды на охлаждение подшипников: БЭН, КЭН, сливных насосов, НОУ, ДВ, ДРГ, РВП, МС ДС, на кондиционеры.

Подъёмный насос эжекторов центробежный, одноступенчатый, с двухсторонним подводом жидкости к рабочему колесу.

Корпус насоса чугунный, литой. Подшипники шариковые, смазка кольцевая. Масло заливается через отверстие в верхней части корпуса в картер, который имеет змеевики водяного охлаждения. Одновременно отверстие служит для наблюдения за работой смазочного кольца, которое должно вращаться, подавая масло на подшипник. Уровень масла контролируется специальным щупом.

Слив загрязненного масла производится через отверстие в нижней части корпуса подшипника. Концевые уплотнения сальник ого типа выполнены из хлопчатобумажного промасленного шнура.

Между кольцами сальниковой набивки имеется кольцевая камера, в которую подается вода из напорной камеры насосов, и служит для уплотнения и охлаждения сальника. На некоторых ПНЭ подшипники качения переделаны из скользящего типа с баббитовой заливкой и кольцевой смазкой.

**3.3.4 Конденсатные насосы**

Конденсатные насосы предназначены для откачки конденсата из конденсатора в деаэратор 7 ата через систему ПНД. Конденсатный электронасос вертикального типа, двухкорпусной, центробежный. Конструкция гидравлической части насоса обеспечивает при работе разгрузку значительной части осевых усилий на подшипники.

**4 Обеспечение гидравлической плотности конденсаторов**

Высокая гидравлическая плотность конденсатора является важным фактом обеспечения надежной и экономичной работы турбоустановки.

Трубная система конденсатора работает в сложных условиях. В процессе эксплуатации на трубы действует сжимающее усилие, возникающее за счет разности атмосферного давления на корпус конденсатора и глубокого вакуума (0,03-0,07 кгс/см²). Кроме того, в трубах возникают дополнительные термические напряжения под влиянием разницы температур охлаждающей воды по ходам конденсатора, при этом наибольшие усилия возникают на границе между двумя соседними ходами по охлаждающей воде. На плотность влияют и условия эксплуатации. Так, резкие изменения параметров режима работы конденсатора (вакуум, расход пара, расхода охлаждающей воды и т.д.) вызывают появление дополнительных динамических и термических напряжений в трубах. Одной из причин разрушения труб также является их вибрация. Источником возмущающих сил могут быть турбина или вспомогательные механизмы, работающие с повышенной вибрацией, а также силы возмущающие силы потока. При совпадении собственной частоты колебания труб с частотой возбуждающих источников возникают резонансные колебания.

Собственная частота колебаний труб зависит от конструктивных факторов и условий работы конденсатора. На частоту колебаний влияют продольные усилия, величины вакуума и других параметров.

Частота собственных колебаний труб определяется расчетным путем. Если будет установлено, что причиной повреждения являются резонансные колебания, необходимо реконструировать конденсатор для отстройки частот свободных колебаний труб от возбуждающих (изменение длины их пролета путем изменения числа промежуточных перегородок, толщины стенок труб и т.д.). Отстройка считается удовлетворительной при расхождении собственных и возбуждающих колебаний на 20% для второго тона и на 15% для остальных, более высоких тонов (третьего, четвертого, пятого).

При воздействии парового потока отработавшего пара в трубе могут возникать упругие автоколебания, вызываемые аэродинамическими силами этого потока. Особенно сильному воздействию подвергаются первые по ходу пара трубы ленточных пучков. Повреждения носят характер кольцевых трещин усталостного происхождения в трубах вблизи трубных досок.

Для предотвращения подобных повреждений необходимо при ремонте соблюдение следующих условий:

1) Обеспечивать качественную вальцовку труб (диаметр отверстий под трубы в промежуточных перегородках не должен превышать чертежных размеров, промежуточные перегородки должны быть смещены вверх для придания трубе должного изгиба, при разрушении периферийных труб рекомендуется увеличить толщину их стенок);

2) Производить отжиг труб для снятия остаточных напряжений;

3) Выполнять при необходимости ужесточение труб путем их расклинивания (для предотвращения клиньев при работе их крепят между собой проволокой).

Коррозионные разрушения могут быть с водяной и паровой сторон. С водяной стороны может происходить обесцинкования металла труб (сплошное, местное, межкристаллическое или пробочного типа).

При обесцинковании растворимые соединения цинка уносятся охлаждающей водой, частицы красной меди оседают на стенке, которая приобретает красную пористую губчатую структуру с малой механической прочностью.

Для предотвращения обесцинкования при замене труб необходимо обратить особое внимание на правильность подбора материала труб (латунь с присадкой мышьяка, сплавы МНЖ). Отжиг труб оказывает благоприятное влияние на коррозионную стойкость.

**5 Методы выявления не плотностей вакуумной системы конденсационной установки при работе турбины**

В установках с пароструйными эжекторами присосы воздуха определяются с помощью дроссельных воздухомеров, установленных на выхлопе этих эжекторов. Присосы воздуха в установках с водоструйными эжекторами могут быть найдены путем искусственного ввода воздуха через систему сменных калиброванных сопел (метод ВТИ). Кроме того, находит применение способ оценки воздушной плотности вакуумной системы турбины по скорости падения вакуума при кратковременном закрытии задвижки на линии отсоса паровоздушной смеси из конденсатора к эжекторам с последующим открытием ее.

Разделив значение вакуума (мм рт.ст.) на время закрытия задвижки, получим скорость падения вакуума.

При скорости 1-2-мм рт.ст./мин плотность вакуумной системы считается хорошей, при 3-4 мм рт.ст./мин – удовлетворительной.

Но этот способ не дает абсолютной величины присосов воздуха. Нормативное значение присосов воздуха в вакуумную систему турбин указано в ПТЭ.

Конкретные места присосов воздуха выявляются различными способами. На работающей турбине источники присосов могут быть определены с помощью течеискателей. Применяются следующие типы галоидных течеискателей: ГТИ-3 - при пароструйных, ВАГТИ-4 – при водоструйных эжекторах, ГТИ-6 – при обоих типах эжекторов.

Проверяемые на плотность места вакуумной системы обдуваются снаружи парами галоидов (обычно фре оном–12) из переносного баллончика оборудованного вентилем с обдувателем на конце гибкого шланга. Проникающие через не плотности вакуумной системы пара фре она вместе с движущейся рабочей средой поступает в конденсатор турбины и оттуда через трубопроводы отсоса неконденсирующихся газов отсасываются эжекторами. В установках с пароструйными эжекторами датчик устанавливается на выхлопе эжектора. Действие датчика основано на явлении и миссии положительных ионов из платины, нагретой до температуры 900°С. В присутствии галоидосодержащих веществ эмиссия резко увеличивается, что приводит к возрастанию силы тока в элекрической схеме прибора. Увеличение тока фиксируется отклонением стрелки амперметра, изменением светового и звукового сигналов.

Методы выявления не плотностей с помощью галоидного течеискателя позволяют выявить как крупные, так и мелкие источники присосов. Для этих целей может быть использован также ультразвуковой течеискатель ТУЗ-5М.

Принцип действия такого течеискателя основан на фиксировании колебаний ультразвуковой частоты 32-40 кГц, которые возникают при столкновении проникающего через не плотности воздуха с потоком рабочей среды, движущейся в трубопроводе, аппарате и т.п.

Выявление участков вакуумной схемы имеющих не плотности, может быть выполнена также путем изменения режима работы турбинной установки или отдельных ее элементов (увеличения или уменьшения давления в них, закрытия арматуры отсосов воздуха в конденсатор и т.д.). О наличии присосов судят по изменению расхода воздуха через воздухомеры эжекторов (или по изменению вакуума). Так, присосы в вакуумные ПНД могут быть определены путем кратковременного поочередного закрытия арматуры (где она имеется) на линиях отсосов неконденсирующихся газов из них. Таким же путем определяются присосы в систему отсоса уплотнения турбин и сальникового подогревателя.

Присосы в сбросные трубопроводы БРОУ, в систему дренажей, в элементы пусковой схемы могут быть определены путем создания на этих участках более высокого давления. Уменьшение присосов при снижении вакуума свидетельствует о преобладающем количестве их в районе конденсатора – ЦНД, увеличение при снижении нагрузки турбины – о расположении их в местах, находящихся при номинальной нагрузке под давлением. Некоторые места присосов могут быть выявлены по шуму «на слух» при обходе оборудования

Существует и старый способ обнаружения их по отклонению пламени горящей свечи, однако вблизи генераторов с водородным охлаждением он не может быть применен по соображениям пожарной безопасности.

Присосы воздуха в вакуумную систему турбоустановки слабо влияют на эффективность работы конденсационной установки, если количество воздуха, удаляемого из конденсатора воздухо-удаляющими устройствами, находиться в пределах значений, допускаемых согласно ПТЭ, и запас в рабочей подаче воздухо-удаляющих устройств, комплектующих данную турбоустановку, удовлетворяет рекомендациям теплового расчета конденсаторов. Это не исключает, однако, необходимости периодического контроля за воздушной плотностью вакуумной системы турбоустановки для своевременного принятия мер, необходимых для поддержания присосов воздуха в допустимых пределах. Для борьбы с этим видом коррозии необходимо снизить скорость охлаждающей воды в трубе, добиться уменьшения содержания взвешенных частиц путем очистки циркуляционной системы от отложений, а также снижения воздухо содержания охлаждающей воды.

Коррозионные разрушения с паровой стороны вызываются присутствием в паре аммиака, кислорода, углекислого газа. Аммиачной коррозии подвержена в основном зона воздухоохладителя. Коррозия протекает в среде влажного пара. При повышенных присосах воздуха в вакуумную систему коррозия усиливается. Для предотвращения коррозионных разрушений этого вида трубы воздухоохладительных пучков выполняют из мельхиора или нержавеющей стали.

Если в процессе эксплуатации имело место частое повреждение труб, должны быть выявлены причины этих повреждений. Отыскание дефектных труб производят после дренирования камер охлаждающей воды соответствующей половины конденсатора и вскрытия люков. Струйная коррозия приводит к разрушению входных участков труб на длине 150-200 мм с образованием в них шероховатности и сквозных язв. Появлению коррозии способствуют местные неравномерности скоростей охлаждающей воды, наличие в воде пузырьков воздуха.

**6. Способы очистки конденсаторных труб от отложений**

На работу трубной системы конденсатора определенное влияние оказывает загрязнение труб и применяемые методы их очистки.

Загрязнение внутренней поверхности труб конденсатора – одна из основных причин ухудшения вакуума. Появление слоя отложений приводит к ухудшению теплоотдачи из-за роста термического сопротивления и уменьшения сечения трубок, растет гидравлическое сопротивление конденсатора, что приводит к сокращению расхода охлаждающей воды.

Отложения могут быть условно разделены на несколько групп:

1) Карбонатные отложения (накипь, образуемые из-за выпадения солей жесткости из охлаждающей воды при нагреве её. Отложения образуют плотный и прочный слой;

2) Органические отложения, вызываемые микроорганизмами и водорослями, присутствующими в охлаждающей воде. Отложения имеют характер скользкой слизистой пленки на внутренней поверхности труб;

3) Насосные отложения, состоящие из песка, глины, ила, продуктов коррозии металла. Как правило, они удаляются сравнительно легко механическим или гидравлическим способом;

4) Смешанные отложения, представляющие собой комбинации вышеперечисленных видов отложений.

Для поддержания трубных систем конденсаторов в чистом состоянии проводятся профилактические мероприятия по предотвращению образования отложений, а также периодические очистки на работающей или остановленной турбине.

Очистка конденсаторов турбин от внутренних отложений связана с большими трудозатратами. Кроме того, понижается надежность работы конденсаторов из-за возможных повреждений труб. Поэтому в процессе эксплуатации должны быть приняты все меры по предотвращению загрязнений конденсаторов.

Для предотвращения накипеобразования, имеющего место из-за накопления солей жесткости в воде при испарении части ее в градирнях и брызгальных бассейнах рекомендуется продувка оборотных систем водоснабжения, водообмен водохранилищ, обработка воды кислотой и дымовыми газами, фосфатирование, комбинированные способы.

Для предотвращения образования мягких насосных отложений применяются периодическое увеличение скорости охлаждающей воды и непрерывная очистка конденсаторов резиновыми шариками.

Для предотвращения образования накипи применяются также физические способы – обработка воды магнитным полем и с помощью ультразвука.Для выбора способов предотвращения загрязнений конденсатора и способа очистки его производится осмотр трубной системы. Отбирается проба отложений путем соскабливания их с труб или проталкивание через трубу в шомпола с резиновым наконечником.

Анализ отобранных отложений в сочетании с исследованием систем водоснабжения позволит определить оптимальные способы очистки.

Наряду с метеорологическими, гидрологическими и гидротермическими исследованиями должен быть предусмотрен комплекс исследований по сезонному изменению солесодержания и гидробиологического режима охлаждающей воды.

В настоящее время применяются химические, термические, механические, гидравлические и прочие способы очистки труб.

**6.1 Химические способы очистки**

Для удаления накипи при кислотных промывках в качестве одного из моющих составов используется 2-5 %-ный раствор соляной кислоты. При прокачке раствора внутри труб происходит растворение накипи с выделением углекислого газа и образование пены. Для снижения агрессивности кислоты по отношению к сплаву конденсаторных труб в раствор вводятся ингибиторы – В-2, ПБ-5, И – 1-В. Для уменьшения образования пены вводится так называемый «водный конденсат» -смесь низкомолекулярных органических кислот (уксусной, муравьиной, пропионовой, валериановой, масленой и других кислот).

В сравнении с ингибированной соляной кислотой агрессивность выше проведенного раствора в несколько раз ниже. После промывки на внутренней поверхности труб сохраняется защитная окисная пленка, что позволяет уменьшить последующую коррозию труб и скорость роста минеральных отложений. Промывка может, производится на работающем блоке с поочередным отключением обеих половин конденсаторов.

Химические методы очистки не пригодны для удаления насосных и органических отложений. Для удаления последних используются способы, основанные на механическом или термическом воздействии на отложения.

**6.2 Термическая сушка**

Этот способ может быть применен для удаления отложений, обладающих способностью к растрескиванию и отслаиванию при высыхании. К открытому люку водяной камеры подсоединяют легкий металлический короб или один конец гибкого рукава (например, изготовленного из брезента), другой конец рукава соединяют с напорным патрубком специально устанавливаемого вентилятора производительностью 12-15 тыс.м³/ч с напором 100-150 кгс/м². Для ускорения и повышения эффективности сушки осуществляется подогрев трубной системы конденсатора или сушильного воздуха. Подогрев воздуха до температуры 50-60°С может быть осуществлен в калорифере АПВ-280-190 или путем подмешивания горячего воздуха, отобранного после воздухоподогревателя котла. Для подогрева трубок конденсатора при их чистке на работающей турбине допускается ухудшение вакуума (повышена температура отработавшего пара).

На остановленной турбине подогрев может быть осуществлен путем подачи в конденсатор пара от постороннего источника.

Может быть также использовано аккумулированное тепло после останова котла. После высыхания отложения растрескиваются и отслаиваются от стенок труб, частично опадают, частично уносятся с воздухом. Оставшиеся отложения после подключения конденсатора удаляются с потоком воды. Продолжительность сушки при применении различных способов подогрева составляет 4-16 ч. Вышеприведенные способы достаточно просты, удобны в эксплуатации, не требуют больших трудозатрат. Механический износ труб отсутствует. Однако в ряде случаев эти способы не обеспечивают 100%-ного удаление отложений даже при сушке продолжительностью до 18 ч.

Со временем при многократном применении эффект ухудшается, что потребует использования других способов очистки. Сушку невозможно выполнять при неисправности арматуры на охлаждающей воде.

При нагреве труб увеличиваются термические напряжения в них, что может способствовать появлению неплотностей в трубной системе.

**Примечание:**Приказом РАО ЕЭС «РОССИИ» №307 (от 1999 г) запрещается проводить сушку конденсатора при работе турбины.

**6.3 Вакуумная термическая сушка**

Позволяет произвести удаление отложений при работе турбины без вскрытия люков конденсатора и в короткий срок. В отключенной и с дренированной водяной камере конденсатора создается вакуум более глубокий, чем в паровом пространстве конденсатора работающей турбины, при этом происходит вскипание и выпаривание влаги, содержащейся в отложениях.

Конденсация образующегося пара осуществляется в конденсаторе контактного типа, состоящем из системы тангенциальных сопл, расположенных на стенках сливной камеры конденсатора или в районе труб отсоса к эжектору.

Техническая вода, подаваемая на сопла, способствует конденсации пара. Образовавшийся конденсат удаляется в сливной коллектор с помощью насоса.

Вакуум в системе первоначально создается при дренировании отключенной половины конденсатора с помощью насоса, а затем обеспечивается путем конденсации пара в контактном конденсаторе и отсоса неконденсирующихся газов эжектором.

Данный способ позволяет более быстро за 2 часа выполнить сушку отключенной половины конденсатора. После подключения конденсатора по охлаждающей воде отложения смываются потоком воды.

Для успешного выполнения сушки предъявляются высокие требования к плотности арматуры трубопроводов охлаждающей воды.

**6.4 Механическая очистка**

При ручной очистке шомпол поочередно вручную вводится в трубу конденсатора в прямом и обратном направлениях. Для смыва отложений к свободному концу трубы шомпола через гибкий шланг с вентилем подводится техническая вода давлением 3-5 кгс/см², которая вытекает через отверстия около проволочного ерша. Используются также ерши, изготовленные из капрона. Для механизации работ и снижения трудозатрат применяется гидравлический шомпол.

**6.5 Очистка пневмогидравлическими пистолетами**

Может быть произведена без снятия крыши конденсатора открываются только люки. К пистолету с помощью резиновых гибких шлангов подводится техническая вода давлением 3-4 кгс/см² и воздух давлением 4-6 кгс/см².

Порядок очистки следущий. Наконечник пистолета вставляется в трубу пучка. При надавливании на пистолет происходит открытие затвора с подачей через сопло в конденсаторную трубу воды и сжатого воздуха. Через 5-15 с пистолет вынимают из трубы, при этом подача воды и воздуха автоматически прекращается, и пистолет устанавливается в следующей трубе.

**6.6 Очистка гидравлическими пистолетами**

Происходит без снятия крышек конденсатора при открытых люках. Очистка производится водой давлением от 4 до 12 кгс/см² (в зависимости от плотности и количества отложений). При подаче воды пистолет, наконечник которого вставлен в очищаемую трубу происходит автоматическая расклинивание наконечника между трубной доской и крышкой конденсатора с помощью встроенного гидравлического домкрата. При закрытии крана домкрата возвращается пружиной в исходное положение, затем производится очистка следующих труб. Время промывки трубы устанавливают в зависимости характера и количества отложений. Для повышения эффективности очистки в воду могут быть добавлены абразивные компоненты (песок, зола или опилки).

**6.7 Очистка с помощью ершей, пыжей, пробок**

Выполняется путем проталкивания через трубы предварительно установленных в них ершей, пыжей, пробок. Проталкивание производится с помощью шомпола или гидравлического пистолета. Для очистки могут применяться стальные ерши с набором резиновых шайб, наборы резиновый шайб установленных на металлическом стержне с проточками, войлочные пыжи (цилиндрики длиной 30-40 мм и диаметром, превосходящим внутренний диаметр трубок конденсатора на 0,5-1 мм), резиновые пробки с поясками по окружности цилиндра, пыжи из паролона. Прострел делается последовательно партиями из нескольких десятков пробок (пыжей). Пробки (пыжи) после прострела всей партии собираются в противоположной водяной камере, промывают от грязи и повторно используют. После прострела трубы необходимо осмотреть и извлечь из них застрявшие пробки (пыжи). Рекомендуется промыть трубы струей воды, при этом оставшиеся в трубках взрыхленные отложения легко смываются.

**6.8 Очистка труб с помощью высоконапорных установок**

Для очистки теплоэнергетического оборудования от загрязнений применятся высоконапорные гидравлические установки (например, «Атюмат» фирмы ВОМА, изготавливаемые в Германии). Эти установки применяются для очистки турбинного вспомогательного оборудования конденсаторов, бойлеров, подогревателей сырой воды и других теплообменников. Очистка производится струей высокого давления, вытекающей через сопло специального инструмента.

**7 Расчетные показатели работы конденсационной установки**

Давление отработавшего пара в конденсаторе *р2* , как указывалось, изменяется при эксплуатации турбоагрегата в широких пределах. Оно зависит от следующих режимных условий: расхода отработавшего пара D2 (определяющегося электрической нагрузкой); расхода W и начальной температуры t1в охлаждающей воды. Поэтому для осуществления систематического эксплуатационного контроля за работой конденсационной установки необходимо располагать нормативными характеристиками, определяющими зависимость показателя её работы при исправном состоянии оборудования и допустимых по ПТЭ присосах воздуха от указанных режимных условий. Сопоставление фактических и нормативных показателей позволяет выявить неполадки в работе конденсационной установки и нарушения воздушной плотности вакуумной системы турбоагрегата. В качестве показателей работы конденсатора используются также конечный температурный напор, или разность температуры отработавшего пара t2 и температуры охлаждающей воды на выходе из конденсатора t2в:

δt = t2 – t2в (°C); (2)

При данных значениях D2, W, t1в температурный напор δt практически однозначно определяет для нормальных режимов работы турбин, при которых отработавший пар является насыщенным, давление *р2*, которое может быть найдено с помощью таблиц теплофизических свойств водяного пара по температуре (°C);

t2 = t1в + Δtв + δt (3)

Δtв = t2в – t1в = D2 \* Δh / W \* св; (4)

где Δtв – нагрев воды в конденсаторе, °С;

D2 – расход поступающего в кондесатор пара, кг/с;

Δh – удельная теплота кондесации отработавшего пара, кДж/кг\*°С;

W – расход охлаждающей воды, кг/с;

Св – удельная теплоемкость воды, кДж/кг\*°С;

δt = Δtв / (е^n –1) (5)

где n = К \* F / св \* W

здесь *К* – средний коэффициент теплопередачи конденсатора, Вт/м²\*°С;

F – поверхность охлаждения конденсатора, м².

Из выражений (1)-(2) видно, что при заданных значениях F, Δh и определенных режимных параметрах D2, W, t1в показатели эффиктивности работы конденсатора *р2*, δt определяется значениями коэффициента теплопередачи *К.*

Из этих формул следует, что при прочих равных условиях уменьшение паровой нагрузки D2 приводит к понижению *р2*, и δt;

Уменьшение температуры охлаждающей воды t1в – к увелечению δt, но поскольку t1в + δt становится при этом меньше, то t2 , а соответственно, *р2* – уменьшается .

Уменьшение расхода охлаждающей воды W вследствие понижения при этом *К* слабо влияет на δt, но преобладающее влияние при этом увеличения Δtв приводит к росту *р2*.

При испытаниях конденсаторов определяются непосредственно опытные значения среднего коэффициента теплопередачи по формуле:

*К*оп = D2 \* Δh / (F \* δtср) (6)

**8 Обслуживание конденсационной установки во время работы**

Обслуживание конденсационной установки заключается в наблюдении за состоянием работающего оборудования и за параметрами, которые характеризуют режим работы установки в исправлении отклонений от нормального режима работы оборудования и производства профилактических мероприятий.

Вести наблюдение за уровнем конденсата в конденсаторе не менее двух раз в смену производить сверку показаний уровнемеров с водоуказательными стеклами. Нормальный уровень 1/3-1/2 водомерного стекла. Показания дистанционного уровнемера должны точно соответствовать водомерным стеклам.

Вести постоянный контроль за работой регуляторов конденсационной установки (регуляторов уровня в конденсаторе, регуляторов давления перед БОУ, по индикаторным лампочкам, контрольно-измерительным приборам регулируемого параметра).

Раз в смену производить обход регуляторов с целью выявления неисправности. При обнаружении неисправности по возможности исправить.

При отключении регулятора по любым причинам об этом должны быть поставлены в известность НСЦ и НС ЦТАИ. В оперативной документации сделать запись о времени.

Контролировать работу насосов путем осмотра и прослушивания.

Следить:

- за работой подшипников (наличием масла по масло указательным стеклам, качеством масла по анализу и цвету, смазкой подшипников, по работе смазочного кольца, подачей охлаждающей воды, по сливу из картера подшипников, не допуская повышения температуры выше допустимой);

- для ЦН - максимально допустимая температура 65 °С;

- для КЭН - максимально допустимая температура 70 °С;

Таблица 2

Показатели работы конденсаторов турбин №1-8 Ириклинской ГРЭС июнь 2005г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование |  | ТГ-1 | ТГ-2 | ТГ-3 | ТГ-4 | ТГ-5 | ТГ-6 | ТГ-7 | ТГ-8 |
| Электрическая нагрузка, МВт | Nэл | 300 | 295 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Норма вакуума, % | W | 96,03 | 96,10 | 95,05 | 95,65 | 95,93 | 95,5 | 95,42 | 95,85 |
| Вакуум в коенденсаторе, % | Wк | 95,85 | 95,59 | 95,01 | 95,32 | 94,58 | 95,15 | 95,12 | 95,42 |
| Температура выхлопа норма,°С | tвых | 28,5 | 28,2 | 32,4 | 30,1 | 32,8 | 30,7 | 30,8 | 29,2 |
| Температура выхлопа факт., °С | tв.ф | 26,2 | 28,0 | 31,9 | 29,8 | 32,3 | 29,9 | 30,2 | 28,6 |
| Температура цирк/воды, вход °С | tв1 | 11,0 | 11,0 | 16,5 | 14,5 | 17,0 | 14,0 | 14,5 | 12,0 |
| Температура цирк/воды выход-А,°С | tв2 | 19,5 | 21,0 | 26,0 | 25,0 | 26,0 | 23,0 | 25,0 | 21,0 |
| Температура цирк/воды выход-Б,°С | tв2 | 20,5 | 20,0 | 26,0 | 25,0 | 26,0 | 22,0 | 25,0 | 20,0 |
| Нагрев цирк/ воды, °С | Δtв | 9,0 | 9,5 | 9,5 | 10,5 | 9,0 | 8,5 | 10,5 | 8,5 |
| Температурный напор  Норма,°С | δt | 8,3 | 8,0 | 7,7 | 7,2 | 7,8 | 7,0 | 7,2 | 7,2 |
| Температурный напор  Факт.,°С | δtф | 6,2 | 7,5 | 6,5 | 4,8 | 8,0 | 9,5 | 5,8 | 10,8 |
| Вакуумная неплотность, кг/ч | Нк | 30,0 | 65,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 30,0 | 40,0 | 65,0 |
| Загрузка ЦН-А*, А* | JА | 99 | 106 | 98 | 113 | 100 | 105 | 113 | 95 |
| Загрузка ЦН-Б, *А* | JБ | 106 | 103 | 103 | 109 | 109 | 106 | 109 | 103 |
| Давление пара в 6-ом отборе, кгс/см² | Р6 | 2,15 | 2,10 | 2,30 | 2,36 | 2,25 | 2,24 | 2,15 | 2,19 |
| Расход пара через конденсатор, т/ч | Dк | 580,5 | 567,0 | 621,0 | 637,2 | 607,5 | 604,8 | 580,5 | 591,3 |
| Расход охлаждающей воды, т/ч | Wв.к | 35475 | 32826 | 35953 | 33377 | 37125 | 39134 | 30407 | 38261 |
| Давление цирк/ воды на входе в конденсатор-А, кгс/см² | Р1цв | 0,7/  0,7 | 0,5/  0,5 | 0,3/  0,5 | 0,32/  0 | 0,4/  0,3 | 0,4/  0,2 | 0,3/  0,3 | 0,3/  0,3 |
| Давление цирк/ воды на входе в конденсатор-Б, кгс/см² | Р2цв | 0,2/  0,16 | -0,13/  -0,1 | -0,9/  -0,06 | -0,1/  -0,1 | -0,1/  -0,1 | -0,1/  -0,1 | -0,9/  -0,1 | -0,1/  -0,1 |
| Дата замера |  | 18.5 | 18.5 | 21.6 | 13.6 | 25.6 | 4.6 | 13.6 | 13.6 |

Таблица 3

Показатели работы конденсаторов турбин №1-8 Ириклинской ГРЭС июль 2005г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование |  | ТГ-1 | ТГ-2 | ТГ-3 | ТГ-4 | ТГ-5 | ТГ-6 | ТГ-7 | ТГ-8 |
| Электрическая нагрузка, МВт | Nэл | 300 | 300 | 300 | 295 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Норма вакуума, % | W | 94,50 | 94,26 | 94,50 | 94,80 | 95,05 | 94,50 | 95,42 | 95,05 |
| Вакуум в коенденсаторе, % | Wк | 94,01 | 93,55 | 93,88 | 94,37 | 94,33 | 94,01 | 95,17 | 94,33 |
| Температура выхлопа норма,°С | tвых | 34,2 | 35,1 | 34,2 | 33,2 | 32,4 | 34,2 | 30,9 | 32,4 |
| Температура выхлопа факт., °С | tв.ф | 33,9 | 34,1 | 33,2 | 33,0 | 31,8 | 33,8 | 30,8 | 31,5 |
| Температура цирк/воды, вход °С | tв1 | 19,0 | 20,0 | 19,0 | 18,0 | 16,5 | 19,0 | 14,5 | 16,5 |
| Температура цирк/воды выход-А,°С | tв2 | 29,0 | 30,0 | 29,00 | 27,5 | 26,0 | 29,0 | 25,0 | 26,0 |
| Температура цирк/воды выход-Б,°С | tв2 | 30,0 | 28,0 | 29,0 | 27,5 | 26,0 | 29,0 | 25,0 | 26,0 |
| Нагрев цирк/ воды, °С | Δtв | 10,5 | 9,0 | 10,0 | 9,5 | 9,0 | 10,0 | 10,5 | 9,5 |
| Температурный напор  Норма,°С | δt | 6,0 | 5,6 | 6,0 | 6,0 | 6,4 | 6,0 | 7,2 | 6,4 |
| Температурный напор  Факт.,°С | δtф | 6,3 | 5,1 | 7,2 | 5,5 | 9,3 | 6,8 | 5,8 | 8,8 |
| Вакуумная неплотность, кг/ч | Нк | 35,0 | 30,0 | 45,0 | 50,0 | 50,0 | 30,0 | 40,0 | 65,0 |
| Загрузка ЦН-А*, А* | JА | 98 | 110 | 100 | 100 | 100 | 103 | 113 | 95 |
| Загрузка ЦН-Б, *А* | JБ | 98 | 108 | 111 | 102 | 109 | 104 | 109 | 103 |
| Давление пара в 6-ом отборе, кгс/см² | Р6 | 2,20 | 2,10 | 2,40 | 2,36 | 2,25 | 2,34 | 2,15 | 2,20 |
| Расход пара через конденсатор, т/ч | Dк | 594 | 567 | 648 | 637,2 | 607,5 | 631,8 | 580,5 | 594,0 |
| Расход охлаждающей воды, т/ч | Wв.к | 31114 | 34650 | 35640 | 36891 | 37125 | 34749 | 30407 | 34389 |
| Давление цирк/ воды на входе в конденсатор-А, кгс/см² | Р1цв | 0,7/  0,7 | 0,5/  0,5 | 0,3/  0,5 | 0,32/  0 | 0,4/  0,36 | 0,4/  0,2 | 0,3/  0,3 | 0,3/  0,3 |
| Давление цирк/ воды на входе в конденсатор-Б, кгс/см² | Р2цв | 0,2/  0,16 | -0,13/  -0,1 | -0,1/  -0,1 | -0,9/  -0,06 | -0,1/  -0,1 | -0,1/  -0,1 | -0,9/  -0,1 | -0,1/  -0,1 |
| Дата замера |  | 25.7 | 27.7 | 25.7 | 3.7 | 10.7 | 25.7 | 13.6 | 10.7 |

Таблица 4

Показатели работы конденсаторов турбин №1-8 Ириклинской ГРЭС август 2005г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование |  | ТГ-1 | ТГ-2 | ТГ-3 | ТГ-4 | ТГ-5 | ТГ-6 | ТГ-7 | ТГ-8 |
| Электрическая нагрузка, МВт | Nэл | 300 | 300 | 300 | 280 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Норма вакуума, % | W | 94,50 | 94,26 | 94,40 | 94,90 | 95,05 | 94,50 | 94,93 | 94,25 |
| Вакуум в коенденсаторе, % | Wк | 94,01 | 93,55 | 93,60 | 94,77 | 94,33 | 94,01 | 93,69 | 94,01 |
| Температура выхлопа норма,°С | tвых | 34,2 | 35,1 | 34,6 | 32,8 | 32,3 | 34,2 | 32,7 | 35,0 |
| Температура выхлопа факт., °С | tв.ф | 33,8 | 34,1 | 33,3 | 32,4 | 31,6 | 33,8 | 33,1 | 34,9 |
| Температура цирк/воды, вход °С | tв1 | 19,0 | 20,0 | 19,5 | 18,5 | 16,5 | 19,0 | 17,0 | 20,0 |
| Температура цирк/воды выход-А,°С | tв2 | 29 | 30 | 30,5 | 28 | 25 | 29 | 26 | 29 |
| Температура цирк/воды выход-Б,°С | tв2 | 30 | 28 | 29,5 | 28 | 26 | 29 | 27 | 29 |
| Нагрев цирк/ воды, °С | Δtв | 10,5 | 9,0 | 10,5 | 9,5 | 9,0 | 10,0 | 9,5 | 9,0 |
| Температурный напор  Норма,°С | δt | 6,0 | 5,6 | 5,6 | 5,2 | 6,4 | 6,0 | 6,3 | 5,3 |
| Температурный напор  Факт.,°С | δtф | 6,3 | 5,1 | 7,0 | 5,3 | 9,3 | 6,8 | 7,1 | 6,2 |
| Вакуумная неплотность, кг/ч | Нк | 35,0 | 30,0 |  | 60,0 | 50,0 | 30,0 | 30,0 | 30,0 |
| Загрузка ЦН-А*, А* | JА | 98 | 110 | 100 | 94 | 100 | 103 | 118 | 97 |
| Загрузка ЦН-Б, *А* | JБ | 98 | 108 | 111 | 102 | 109 | 104 | 116 | 104 |
| Давление пара в 6-ом отборе, кгс/см² | Р6 | 2,20 | 2,10 | 2,40 | 2,36 | 2,25 | 2,34 | 2,26 | 2,20 |
| Расход пара через конденсатор, т/ч | Dк | 594 | 567 | 648 | 637,2 | 607,5 | 631,8 | 610,2 | 594,0 |
| Расход охлаждающей воды, т/ч | Wв.к | 31114 | 34650 | 33943 | 36891 | 37125 | 34749 | 35327 | 36300 |
| Давление цирк/ воды на входе в конденсатор-А, кгс/см² | Р1цв | 0,7/  0,7 | 0,5/  0,5 | 0,3/  0,5 | 0,32/  0 | 0,4/  0,36 | 0,4/  0,2 | 0,3/  0,3 | 0,3/  0,3 |
| Давление цирк/ воды на входе в конденсатор-Б, кгс/см² | Р2цв | 0,2/  0,16 | -0,13/  -0,1 | -0,1/  -0,1 | -0,9/  -0,06 | -0,1/  -0,1 | -0,1/  -0,1 | -0,9/  -0,1 | -0,1/  -0,1 |
| Дата замера |  | 25.7 | 27.7 | 13.8 | 28.8 | 10.7 | 25.7 | 31.8 | 6.8 |

- для НОУ - максимально допустимая температура 70 °С;

- для ПНЭ - (подшипников скольжения)-75 °С, - (подшипников качения)-80 °С;

Нормальная температура подшипников должна быть не выше температуры окружающего воздуха на 20 °С.

- за работой концевых уплотнений по течам воды через них и нагреву грундбукс;

- за вибрационным состоянием агрегата по вибрации подшипников на ощупь или виброметрам.

Примечание:

Частота вращения (об/мин) 3000 1500 1000 750 и менее

Допустимая вибрация (мкм) 30 60 80 95

- за работой эл.двигателей в соответствии с инструкцией;

- за отсутствием течей и подсосов в разъемы насосов, фланцевых соединений трубопроводов и арматуры и т.д.;

- за чистотой насосов, эл.двигателей и площадок обслуживания.

При обнаружении неисправности доложить машинисту или СМБ и по возможности произвести устранение дефекта (замену масла, чистку труб охлаждающей воды подшипников, перебивку сальников, подтяжку анкерных болтов). Если дефект на работающем насосе устранить невозможно из условий соблюдения правил ТБ, необходимо произвести переход на резервный насос, работающий остановить и устранить дефект.

Следить за исправностью контрольно-измерительных приборов, правильностью положения уставок АВР и сигнализации на ЭКМ.

Вести наблюдение за следующими параметрами:

- вакуумом в горловине конденсатора;

- температурой основного конденсата, которая не должна быть выше 45 °С;

- температурой охлаждающей воды на входе и выходе из конденсатора;

- температурой выхлопного патрубка;

- расходом основного конденсата;

- давлением циркуляционной воды перед конденсатором, которое должно быть не ниже 0,3кг/см², а разряжение в верхних сливных камерах конденсатора не менее 4,5 мм рт.ст.;

- давлением пара на уплотнение турбины 0,08 – 0,2 кгс/см²;

- разряжением в ПС -115, поддерживая его на уровне 100 –150 мм рт.ст. (0,15-0,2 ати).

Вести контроль за качеством конденсата. В случае появления жесткости в конденсаторе, что свидетельствует о присосах сырой воды, необходимо проверить работу основных эжекторов, качество потоков РНТ, ОБ, ПБ и так далее, а затем произвести поочередное отключение половин конденсатора с целью определения и устранения присосов, для чего:

- разгрузить турбину до 180 - 200 МВт;

- закрыть задвижку на отсосе воздуха на перемычке между эжекторами (при нормальной работе блока задвижка перемычке постоянно открыта);

- закрыть отсос воздуха из отключаемой половины конденсатора;

- закрыть задвижку от напорного цирк водовода (ВЦ-3 или ВЦ-4), отключаемого цирк водовода;

- закрыть задвижку с водяной камеры отключаемой половины на хоз. эжектор;

- остановить и разобрать эл. схему цирк насоса;

- разобрать эл. схему на задвижку с напорного цирк водовода (ВЦ-3 или ВЦ4). При необходимости сорвать сифон, вскрыть люк водяной камеры конденсатора (со стороны КЭН). После отыскания мест присосов сырой воды и устранения дефекта произвести включение половин конденсатора в обратном порядке.

В случае появлении жесткости после КЭН при нормальной жесткости конденсата в конденсаторе проверить плотность всасывающего тракта конденсатных насосов и насосы КЭН, как работающие, так и резервные.

Обеспечивать экономический вакуум при отсутствии переохлаждения конденсата, отсутствие повышенных присосов воздуха в вакуумную систему, нормальный режим работы цирк системы согласно режимной карте турбины. Причинами падения вакуума могут быть:

- останов и срыв ПНЭ;

- недостаточное количество пара на уплотнение турбины;

- попадание посторонних предметов в сопла основных эжекторов;

- срыв сифона в сливных цирк водоводах;

- останов ЦН;

- повышение уровня в конденсаторе;

- появление неплотности в разъемах фланцев и сальников арматуры, находящихся под вакуумом;

- присосы через фильтры БОУ;

- появление трещин в дренажных и сбросных трубопроводах, связанные с вакуумом;

- загрязнение трубных досок и трубок конденсатора и др.

На турбине К-300-240 много трубопроводов и аппаратов находятся постоянно под разряжением. Во время пуска турбины, растопки корпусов, а так же при изменениях тепловых режимов и состояний турбины могут появляться трещины в сбросных трубопроводах, компенсаторах, присосы во фланцы и сальники арматуры.

Во всех случаях изменения вакуума, а так же в результате сравнения и анализа работы турбины по данным предыдущих смен машинисты блоков и обходчики должны принимать оперативные меры по отысканию присосов с помощью свечи или специальных флажков.

Машинисты блока должны постоянно вести контроль и анализ работы конденсатора по температурному напору, сифону, степени нагрева цирк. воды и др., определять необходимость чистки трубных досок конденсатора или сушки трубок воздухом.

Вести контроль за состоянием кислорода в конденсаторе. Для контроля содержания кислорода в конденсаторе турбины персонал хим. цеха отбирает пробы за ПНД-4. При повышении содержания кислорода выше норм, вахтенный персонал КТЦ обязан обнаружить и устранить присосы в тракт основного конденсата.

Наиболее целесообразный порядок мест присоса следующий:

- проверить и при необходимости отрегулировать давление конденсата на уплотнение сальников насосов НОУ и конденсатных насосов;

- проверить наличие избыточного давления после БОУ;

- отобрать пробу конденсата за ПНД-4 и насосами НОУ, КЭН и путем сравнения определить, на каком участке тракта имеет место подсос воздуха. При присосах в тракте до БОУ необходимо:

- о прессовать резервный насос НОУ и во время его о прессовки взять анализ на кислород из пробоотборной точки за насосами. Снижение кислорода свидетельствует о том, что место подсоса находится на опрессовываемом насосе. Необходимо путем тщательного осмотра под о прессовкой выявить место протечки воды. Особое внимание следует обратить на фланцы, пробки и места врезки патрубков отсоса воздуха, подвода конденсата и т.д. Не исключено так же наличие трещин на корпусе насоса;

- если содержание кислорода во время о прессовки резервного насоса не изменилось, необходимо включить его в работу, остановить один из работающих и произвести его о прессовку. Путем поочередной о прессовки выяснить места подсоса воздуха.

Выявленные места подсоса воздуха необходимо устранить, а при невозможности сделать это силами вахты привлечь ремонтный персонал.

Качество основного конденсата до БОУ должно удовлетворять следующим нормам, не более: общая жесткость 0,5 мкг-экв/кг, удельная проводимость 0,5 мкСм/см; содержание растворенного кислорода(после конденсатных насосов) 20 мкг/кг.

При кислородно-аммиачном режиме в тракт основного конденсата на всас КЭН и БЭН вводится кислород в количестве 180-200 мкг/кг.

Примечание: На насосах, имеющих пробоотборные точки, работу по отысканию мест подсосов воздуха можно ускорить.

Для этого нужно во время о прессовки резервного взять анализы конденсата из каждого работающего насоса.

Повышение содержания кислорода указывает на насос, имеющий подсос воздуха. Путем его о прессовки необходимо выявить место подсоса. При присосах в тракте после БОУ необходимо аналогичным образом произвести опрессовку и отыскание мест присоса воздуха на конденсатных и сливных насосах ПНД . При о прессовке резервного насоса особое внимание обратить на разъемы верхней крышки насоса, на фланцы, шпильки, штуцера. Если при опрессовке насосов места присосов воздуха не были обнаружены, то это свидетельствует о том, что места присоса находятся до задвижек на всасе насосов. В этих местах присосы следует искать с помощью свечей или факела, поднося факел к фланцевым соединениям, сварным стыкам и места подсоединения штуцеров. Необходимо подчеркнуть, что осмотр мест вероятного подсоса должен производиться очень тщательно, так как даже небольшие отверстия дают резкое увеличение содержание кислорода.

Например, отверстие диаметром 3 мм вызывает повышение содержание кислорода на 800-900 мкг/кг.

Во время нормальной эксплуатации оборудования турбины необходимо обслуживающему персоналу (машинисту энергоблока, обходчику по турбине, СМБ) производить осмотр и отыскание присосов в вакуумную систему согласно графика профилактики оборудования, производить опрессовку расширителей дренажей турбины, сбросных трубопроводов.

Все операции по отысканию присосов должны записываться в суточную ведомость машиниста блока и оперативном журнале СМБ.

При понижении уровня воды в Ириклинском водохранилище в зимний и весенний периоды возрастает нагрузка двигателей цирк насосов, увеличивается вибрация из-за снижения подпора рабочего колеса и возрастания напора насоса. При этом необходимо усилить контроль за работой цирк насоса. Производить разворот лопастей в сторону уменьшения угла атаки, следить за нагрузкой электродвигателя.

**9 Методика расчета сроков очистки конденсаторов**

Конденсатор является аппаратом, который служит для создания при определенных условиях нагрузки турбины и температуры охлаждающей воды глубокого вакуума в выхлопном патрубке турбины и возвращения чистого конденсата для питания паровых котлов.

Требования к высокому качеству конденсата в особенности возрастает в блочных установках. При ремонте конденсаторов основными работами являются: чистка трубок, устранение присосов воды и воздуха в паровое пространство конденсаторов и замена трубок. Степень загрязнения внутренней поверхности трубок конденсаторов зависит от жесткости воды, наличия в ней органических и механических примесей, температуры и скорости охлаждающей воды, а также от нагрузки конденсатора, периодичности чистки и т.д.

В настоящее время электростанции все больше уделяют внимания контролю за величиной коэффициента чистоты конденсатора *β*3, который принимается в качестве основного показателя экономичности работы конденсационной установки.

Для расчета оптималного срока чистки конденсатора построим зависимость βопт3 = f (t), которая выражена уравнением

βопт3 =а\*t1 +b (7)

где t1-температура охлаждающей воды на входе в конденсатор,˚С; а и b- постояннеые коэффициенты, принимаем для скорости воды в трубках конденсатора Wв

При определении наивыгоднейших сроков чистки поверхности охлаждения конденсаторов от отложений по коэффициенту чистоты *β*3 подсчитывается с учетом исходных эксплуатационных данных:

Nср – средняя годовая нагрузка турбинной установки, МВт;

N = 0,6\*Nном – мощность турбоустановки в период чистки конденсатора, МВт;

Т – число часов работы турбинной установки, ч/год;

τ – время, потребное для чистки трубок конденсатора от отложнений, ч/одна чистка;

r – стоимость одной чистки трубок конденсатора, руб/одна чистка;

с – стоимость условного топлива, руб/т;

а–себестоимость электроэнергии, коп/(кВт\*ч)

Δb – изменение удельного расхода условного топлива при изменении ваккума в конденсаторе V на 1%, г/(кВт\*ч);

tв1 – температура охлаждающей воды на входе в конденсатор,˚С;

wв – скорость охлаждающей воды в трубках конденсатора, м/с.

При проведении технико-экономических расчетов принимаем:

До внедрения контроля за состоянием поверхности охлаждения конденсаторов по величине коэффициента чистоты *β*3 чистка конденсаторных трубок проводилась при *β́*3=0,45 – четыре раза в год, или через каждые 12/4=3мес;

После внедрения контороля конденсаторные трубки чистятся через каждые 12/n мес;Величина коэффициента чистоты конденсатора после чистки его трубок как до внедрения контроля, так и после внедрения последнего *β''*3=0,9.

Делая допущение, что интенсивноть загрязнения охлаждающей поверхности конденсатора во времени происходит равномерно, будем иметь, что коэффициент чистоты конденсатора *β*3 каждый месяц снижается на величину

Δ *β́*3= *β''*3 - *β*3 /3=0,9-0,45/3=0,15 1/мес (8)

Таким образом, после внедрени контроля чистка конденсаторных трубок должна производится через каждые 12/n=0,9- *β́*3/0,15 мес, а число чисток в год составит

n=12\*0,15/0,9- *β́*3=1,8/0,9- *β́*3 раз/год (9)

Следует, однако, отметить, что изменение интенсивности загрязнения охлаждающей поверхности конденсатора во времени зависит от характера загрязнений.

Выработка электроэнергии турбоагрегатом: кВт\*ч/год

Wгод=Nср\*Т (10)

До внедрения контроля

W1=(Nср-0,6Nном)\*τ\*4 (11)

После внедрения контроля

W2=((Nср-0,6Nном)\*τ)\*(1,8/( 0,9- *β'*3)) (12)

Относительная недовыработка электроэнергии в периоды чисток трубок (кВт\*ч/год):

ΔW=W2-W1=(Nср-0,6Nном)\*[4*β'*3-(1,8/(0,9- *β'*3))]\*τ (13)

Чему соответствует перерасход (руб/год):

Э1=а/100\*(Nср-0,6Nном)\*(4*β'*3-(1,8/(0,9- *β'*3))\*τ (14)

После внедрения контроля будем также иметь перерасход и в затратах на чистку трубок конденсатора (руб/год):

Э2= (4 *β'*3-(1,8/(0,9- *β'*3))\*τ (15)

С учетом относительной недовыработки электроэнергии в период чисток конденсаторных труб после внедрения контроля фактическая годовая выработкаэлектроэнергии (кВт\*ч/год):

W'год=Wгод-ΔW=[(NсрТ-(Nср-0,6Nном)\*(4 *β'*3-(1,8/(0,9- *β'*3))]\*τ (16)

Учитывая повышения вакуума, после внедрения контроля получим экономию условного топлива (м3/год):

ΔВ=ΔbΔV\*10-6W'год, (17)

или в денежном выражении (руб/год):

Э=сΔbΔV\*10-6W'год (18)

**10 Расчёт срока чистки кондесатора турбины К-300-240 ЛМЗ ИГРЭС**

Проведем анализ конденсатора турбины ст.№3 , который в этот период находился болле всех в работе. Отклонение вакуума от нормы приходиться на летнее время, когда степень загрязнения внутренней поверхности трубок конденсаторов повышается.

Таблица 5 - Измерения вакуума в конденсаторе

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Дата измерения | Вакуум норма, % | Вакуум  Изм., % | t,  ˚С |
| 21.06 | 95,05 | 95,01 | 16,5 |
| 13.08 | 94,40 | 93,60 | 19,5 |

По результатам таблицы видно,что отклонение вакуума составляет ΔV=06,5%

Определение наивыгоднейших сроков чистки поверхности охлаждения конденсаторов от отложений по коэффициенту чистоты *β*3 подсчитывается с учетом следующих исходных эксплуатационных данных выраженных в таблице

Таблица 6 –Исходные данные для расчета оптимальных сроков очистки кон денсатора

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Nном,  МВт | Nср,  МВт | Т,  г/год | τ,  ч/одна чистка | r,  руб/одна чистка | C,  руб/м3 | а,  кол/кВт\*ч | Δb,  г/кВт\*ч | wв,  м/с |
| 300 | 241,4 | 7000 | 30 | 21000 | 1980 | 70 | 2,1 | 1,86 |

Построим зависимость βопт3 =f(t1), которая выражена уравнением

βопт3 =а\*t1+b, (19)

применяя при скорости воды в трубках конденсатора Wв=1,86 м/с

а=0,00370 b=0,433

Построив график по первоначалной температуре воды t1=16,5˚С, определяем коэффициент степени чистоты β'3=0,494.

Далее определяем число чисток трубок конденсатора в год

n=1,8/0,9-0,494=4,4раза/год

**10.1 Расчет экономии топлива**

Выработка электроэнергии турбоагрегата составит:

Wгод=241,4\*7000\*103=169800000 кВт\*ч/год

Недовыработка электроэнергии за счет снижения мощности турбиной установки составит:

- до внедрения

W1=(241,4\*103-0,6\*300\*103) \*30\*4=7368000 кВт\*ч/год

- после внедрения

W2=(241,4\*103-0,6\*300\*103)\*30\*(1,8/(0,9-0,494))=8166502 кВт\*ч/год

Относительная недовыработка

ΔW=8166502-7368000=798502 кВт\*ч/год

чему соответствует перерасход

Э1=70/100(241,4\*103-0,6\*300\*103)\*((4\*0,494-1,8)/

(0,9-0,494))\*30=558951,7 руб/год

После внедрения будем также иметь перерасход и в затратах на чистку трубок конденсатора

Э2=((4\*0,494-1,8)/(0,9-0,494))\*21000=9103,4 руб/год

С учетом относительной недовыработки электроэнергии в периоды чисток конденсаторных трубок, после внедрения контроля фактическая годовая выработка электроэнергии

Wгод=1689800000-798502=1689001498 кВт\*ч/год

Учитывая повышения вакуума, после внедрения контроля получим экономию топлива

ΔВ=2,1\*0,65\*10-6\*1689001498=2305,5 м3/год

в данном выражении составит

Э=1980\*2,1\*0,65\*10-6\*1689001498=4564864,4 руб/год

В итоге внедрения контроля за состояние поверхности охлаждения конденсатора паровой турбины получим положительный годовой экономический эффект в сумме:

Эгод=4564864,4-9103,4=4499866 руб/год

Аналитические исследования показали, что при пользовании зависимостью, относительная погрешность при определении коэффициента *βопт*3 не превышает 3%.

**11. Система циркуляционного водоснабжения**

Надежная и экономичная работа конденсационной установки зависит не только от состояния и работы конденсаторов, воздухоотсасывающих устройств, от конденсатных и циркуляционных насосов, но и от состояния и работы всей циркуляционной системы, к которой относятся также: напорные и сливные циркуляционные водоводы, приемные сетки, пруды и другие источники охлаждающей циркуляционной воды.

Системы циркуляционного водоснабжения прямоточные и оборотные в процессе эксплуатации подвергаются загрязнением илом, мусороми другими механическими, минеральными иорганическими отложениями. Нормальная эксплуатация этих систем возможна только, при проведении систематической очистки, так как засорения, вызывают сопротивления и в связи с повышением температуры охлаждающей воды ухудшение работы конденсационной установки.

**11.1 Компоновка береговой насосной станции второго подъема**

Насосная станция второго подъема технического водоснабжения ГРЭС разделена на два здания. Каждое здание имеет подземную и надземную части. Перекрытие машзала установлено на отметке 250,0 м.

Насосная станция имеет развитое щитовое отделение, в котором размещаются грубые решетки, ремонтные шандоры и вращающиеся очистные сетки.

Обслуживание насосной станции производится мостовым краном грузоподъемностью 10т.

Обслуживание входной части водоприемника осуществляется специальным мостовым краном грузоподъемностью - 5 тн.

На каждый энергоблок установлено по два циркуляционных насоса, в одном здании восем цирк насосов. Подвод воды к насосам выполнен прямоугольными камерами всасывания, присоединение к ним осуществляется раструбом. В качестве циркуляционных насосов установлены осевые поворотно-лопастные насосы типа ОП5-110КЭ Уральского завода Гидромаш.

Насосы имеют электромеханический разворот лопастей (ОП5-КЭ), кроме насосов ОП-5-110К энергоблока №1, которые установлены с ручным разворотом лопастей, разворот лопастей производится только при остановленном насосе. Рабочее колесо насоса заглублено на отметку 241,0 м. Забор воды для технического водоснабжения собственных нужд насосной осуществляется из напорных патрубков цирк насосов. Подача воды на собственные нужды всасывающих камер цирк насосов осуществляется насосами типа С-204. Для промывки вращающихся сеток установлено два насоса типа 4К-8.

Для поддержания температуры воды в бассейне перед грубыми решетками 3-5ºС в зимнее время предусмотрена подача теплой воды от сбросных закрытых каналов по специальным двум трубопроводам сеч. 600 мм с колодцами отключения и задвижками, а так же предусмотрена подача воды от т/сети в коллектор отмывки вращающихся сеток ЦН.

**11.2 Конструкция циркуляционного насоса**

Одноступенчатый насос типа ОП-5-110 осевой, вертикальный, поворотно-лопастной предназначен для подачи охлаждающей технической воды в конденсатор. На энергоблоке ст. №1 установлены насосы типа ОП5-110К, у которых разворот лопастей рабочего колеса может производиться только при остановленном насосе. Для энергоблоков ст. №2-8 установлены насосы типа ОП5-110КЭ с электромеханическим приводом разворота лопастей рабочего колеса без останова насоса. Соединение вала насоса с валом электродвигателя жесткое, посредством фланцев. Направление вращения вала насоса против часовой стрелки, если смотреть со стороны электродвигателя. Вес вращающихся частей насоса и гидравлическая осевая нагрузка принимается пятой электродвигателя.

Насос состоит из корпуса и ротора. Корпус состоит из отвода, диффузора, направляющего аппарата, камеры рабочего колеса, сальникового уплотнения и закладного кольца. Отвод изготовляется из листовой стали в виде трубы с фланцами, изогнутой под 120 градусов.

Диффузор чугунного литья, представляет собой усеченный конус с фланцами и лапами для крепления навеса на фундаментных плитах.

Направляющий аппарат сального литья состоит из наружного обода и лопаток, в одну из которых заливается нержавеющая трубка для подачи чистой воды к подшипнику и средней части, в которой располагается нижний подшипник вала насоса. Сверху подшипника установлен верхний обтекатель. Камера рабочего колеса литая, из стали 1Х18Н10Т, разъемная из 2-х половин, что позволяет производить осмотр и ремонт рабочего колеса без разборки всего насоса.

Корпус верхнего и крышка сальника имеют осевой разъем. Мягкая набивка сальника состоит из отдельных колец просаленного хлопчатобумажного шнура.

Ротор насоса состоит из рабочего колеса и вала. Внутри втулки рабочего колеса установлен механизм разворота лопастей, предназначенный для установки их на требуемый угол в пределах диапазонов регулирования. Для смазки деталей механизмов поворота лопастей, внутренняя полость залита машинным маслом. Вал насоса изготовлен из кованой стали, 2-х фланцевый, полый, внутри которого расположен шток, предназначенный для передачи возвратно-поступательного движения от привода к механизму разворота лопастей.

Электромеханический привод разворота лопастей служит для поворота лопастей на заданный угол на ходу насоса и состоит из двигателя и понижающего червячно-цилиндрического редуктора. Редуктор привода состоит из зубчатой цилиндрической передачи, двух червячных и винтовой пар, вмонтированных в приставки привода.

Внутренняя полость привода залита машинным маслом, при необходимости изменения угла поворота лопастей рабочего колеса насоса включить питание электродвигателя привода редуктора.

Вращение от ротора электродвигателя через цилиндрическ зубчатуюпару, ведущую шестерню, которая жестко насажана на вал электродвигателя, передается двум червячным парам, затем через винтовую пару в возвратно-поступательное движение штока и далее через механизм разворота лопастей во вращательное движение последних. Угол поворота лопастей зависит от режима работы насоса и определяется по шкале указателя, укрепленной на подставке привода.

Для дистанционной передачи угла установки лопастей рабочего колеса предусмотрен дистанционный указатель. Указатель состоит из штока указателя, рычага с зубчатым сектором, основания с микровыключателем МИ-3, сельсинодатчика ВД-40-4А и сельсиноприемника ВО4-40-4А. Шток разворота указателя лопастей размещается в полом валу главного электродвигателя насоса и связан со штоком насоса.

Узел указателя разворота лопастей установлен на крышке электронасоса. Сельсин-приемник установлен в блоке управления насоса. При движении штока вверх (на закрытие лопастей) рычаг поворачивается вокруг своего основания на некоторый угол и преобразует поступательное движение штока во вращательное ротора сельсин датчика.

При движении штока вниз усилие перемещения рычага с зубчатым сектором сообщается специальной пружиной. Сельсин-датчик связан электрической цепью с сельсин приемником.

При повороте ротора сельсин датчика на некоторый угол ротора сельсин датчика и сельсин приемника жестко закреплены шкалы, градуировка которых соответствуют углу установки лопастей.

**11.4 Нарушения в работе циркуляционных насосов**

Значительные нарушения в работе ЦН вызываются весной и особенно осенью отложениями донного льда и шуги на фильтрующих решетках водоприемников.

Шуга - это мелкие частицы плавающего льда. Образуется шуга при переохлаждении верхних слоев в открытой ото льда части водоема, во время сильного снегопада.

Шуга попадает в нижние слои воды и заносится в грубые решетки, установленные в водоподводящем канале и в водоочистные вращающиеся сетки, установленные в камерах водоприемника насосной. Оседая на грубых решетках и вращающихся сетках, шуга забивает их, что приводит к понижению уровня в водоподводящем канале и камерах чистой воды, повышению разряжения на всасе насосов, снижению производительности, падению давления на напоре насосов и срыву их работы.

Переохлаждение верхних слоев воды, достаточное для образования шуги, возможно при температуре воды в водоёме +2-3°С и отрицательной температуре воздуха.

**11.5 Мероприятия по борьбе с шугой**

1) При установившейся отрицательной температуре воздуха, когда температура циркуляционной воды в водоеме будет ниже +6°С, необходимо открыть задвижки подвода воды из сбросного цирк водовода на водоприемный канал.

2) При условии возможного образования шуги (температура воды ниже +2°С, отрицательная температура воздуха, снегопад, волны, резкая смена температуры окружающего воздуха и т.д.)

СМЦ обязан:

- немедленно сообщить начальнику смены, машинисту энергоблока;

- вести тщательный контроль за уровнем воды в водоподводящем канале и в камерах чистой воды водоприемника насосной;

- периодически прокручивать сетки с целью удаления шуги;

- контролировать работу цирк насосов по давлению на напоре;

- подать горячую воду от теплосети в коллектор отмывки сеток.

3) При неравномерности движения воды, образовании воронок в камерах всаса цирк насосов и понижении уровня в водоподводящем канале СМЦ обязан немедленно сообщить об этом начальнику смены цеха, НСС.

4) Начальник смены цеха, получив сообщение, дает немедленно машинистам энергоблоков усилить бдительность за загрузкой цирк насосов по току и вакуумом.

Одновременно начальник смены цеха и НСС организуют из персонала вахты бригаду и направляют ее на береговую насосную для ликвидации аварийного положения.

Организация борьбы с шугой на месте до прибытия руководства цеха возлагается на старшего машиниста цеха.

5) Очистку грубых решеток от шуги производить длинными баграми и лопатками, насажанными на ручки длиной 4/5 метров.

6) Для борьбы с шугой в цехе создаются специальные бригады, проинструктированные о мерах безопасности при производстве работ.

**12. Экологические аспекты технического водоснабжения**

Правилами охраны поверхностных вод от загрязнении сточными водами установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в воде, водоемов и водотоков, взвешенных веществ, минерального состава, показатели запаха, вкуса, цвета, реакции рН, содержания кислорода и др., а также допустимый подогрев воды в источнике. Эти требования к составу и свойствам воды не допускают сброса загрязненных сточных вод электростанций в водоемы и водотоки без очистки. Сточными загрязненными водами электростанций является сбросы избыточных вод золошлакоотвалов при гидравлическом удалении золы и шлаков, загрязненные мазутом и маслом воды, обмывочные воды мазутных парогенераторов и регенеративных воздухоподогревателей, сбросы химводоочисток и конденсатоочисток турбин, сбросы после кислотной и водной промывки парогенераторов, трубопроводов и другого оборудования. Сложность и высокая стоимость очистки этих вод, а в ряде случаев и невозможность доведения сбросной воды до требуемой кондиции вынуждает прежде всего стремиться к всемерному сокращениюю количества загрязненных вод, повторному использованию сточных вод в системах технического водоснабжения, а если позволяют природные условия – к полному использованию сточных вод без сброса в водные источники.

**12.1 Сбросные воды химводоочисток и конденсатоочисток**

Сброс и нейтрализация использованных вод химводоочисток и конденсатоочисток устанавливается в зависимости от типа водоподготовки. В одних случаях сбросная продувочная вода может быть повторно использована в системе водоподготовки, в других – для нейтрализации кислых вод, а иногда в системе технического водоснабжения ТЭС. Осажденный шлам отводится в шламоотвалы.

В тех случаях, когда электростанции не ограничены водой или наблюдается избыток сбросных вод по всей системе сбросов, сооружатся испарительные шламоотвалы, а при согласовании с органами санитарной охраны – фильтруемые шламоотвалы.

Испарительные шламоотвалы можно применять, если годовая сумма стоков и атмосферных осадков на площади шламоотвалов не превышает испарения с водной поверхности; фильтруемые шламоотвалы применяются, если этот приток не превышает суммы потерь от фильтрации и испарения.

**12.2 Температурный режим водоемов**

Сброс в водоемы циркуляционной воды, нагретой в конденсаторах турбин на 9-12°С, не благоприятно сказывается на биологические жизни водоемов. Уменьшается содержание растворенного кислорода в воде, усиливается развитие водной растительности, в том числе токсических сине-зеленых водорослей, особенно в южных районах, и в ряде случаев оказывается вредное воздействие на ценные виды холодолюбивых рыб.

Температура воды сбрасываемого в водоемы при прямоточной системе водоснабжения, и при системах с водохранилищами – охладителями, когда воды охлаждается в озерах или водохранилищах, используемых для питьевых, культурно-бытовых и рыбохозяйственных целей, в месте сброса или в расчетном створе не должна превышать естественную более чем на 3°С летом и 5°С зимой.Эти требования вызывают необходимость снижения температуры сбрасываемой воды.

Для этой цели применяют частичное охлаждение воды перед сбросом в водоемы, в основном на брызгальных установках, способствущих также и аэрированию воды, подачу в концевой участок сбросного тракта более холодной воды из водохранилища для разбавления ею теплой воды. В 80-х годах велись опытные работы по аккумуляции холода в так называемых ледотермических блоках для снижения температуры сбросной воды в теплое время.

Таблица 7

Полный химанализ исходной и сточных вод Ириклинской ГРЭС за 2005 г

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Единица измерения | Водозабор | Циркканал |
| Прозрачность | См | > 30 | > 30 |
| РН |  | 8,3±0,47 | 8,29±0,47 |
| Жесткость | Мгэкв/дм³ | 4,05±0,21 | 4,06±0,21 |
| Кальций | Мг/дм³ | 50,82±4,24 | 51,2±4,3 |
| Железо | Мг/дм³ | 0,12±0,03 | 0,11±0,03 |
| Никель | Мг/дм³ | 0,006±0,002 | 0,006±0,002 |
| Ванадий | Мг/дм³ | 0,046 | 0,04 |
| Медь | Мг/дм³ | 0,005±0,002 | 0,006±0,002 |
| Ионы аммония | Мг/дм³ | 0,42±0,016 | 0,42±0,016 |
| Сульфаты | Мг/дм³ | 89,5±10,9 | 89,4±11,9 |
| ХПК | Мг/дм³ | 13,0±5,5 | 13,7±5,3 |
| Сухой остаток | Мг/дм³ | 385,1±34,61 | 386,6±34,7 |
| Фенолы | Мг/дм³ | 0,0001 | Отс |
| Нефтепродукты | Мг/дм³ | 0,0014±0,0008 | 0,001±0,0007 |
| Кислород | Мг/дм³ | 10,04 | 12,00 |
| БПК | Мг/дм³ | 1,19±0,23 | 1,26±0,24 |
| Хлориды | Мг/дм³ | 58,1±4,7 | 58,5±4,7 |

**13 Безопасность проекта**

Технологическая часть отвечает требованиям действующих СниП и «Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей». Основные технические решения приняты с учетом обеспечения надежности оборудования, повышения производительности труда в эксплуатации и ремонте, охране природы и создания безопасных условий труда и санитарно-бытовых условий для эксплутационного и ремонтного персонала.

Компановка турбинного и котельного оборудования обеспечивает нормативные условия обслуживания и ремонта оборудования при его высокой механизации и минимальным использованием ручного труда.

По различным причинам в стране травмируется до 20млн. человек, первой из причин этого негативного явления недостаточной уровень соблюдения норм техники безопасности, отсутствие профилактических мероприятий.

Электроэнергетическое производство оказывает негативное влияние на окружающую среду по средствам выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, водные бассейны, почву, а также за счет вовлечения больших площадей в строительство энергообъектов и энергосооружений. Указанное влияние обусловлено технологическими особенностями энергопроизводства.

**13.1 Обеспечение безопасности работающих**

Устройство и обслуживание котельных установок должны 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 и Правилам безопасности в газовом хозяйстве.

В технологическом процессе работы энергоблоков присутствуют следующие опасные и вредные факторы:

* тепловыделения оборудования и наличие горячих поверхностей, так как температура острого пара и промперегрева 545°С, питательной воды 272°С, что приводит к повышению температуры воздуха на рабочем месте;
* повышенный шум и вибрация на рабочем месте;
* наличие вращающихся частей оборудования;
* электрическая опасность на рабочем месте;
* пожароопасность и взрывоопасность;
* возможность загазованности на рабочем месте;
* применение в технологическом процессе оборудования, работающего при закритическом давлении свежего пара (24 МПа) и при давлении питательной воды 30Мпа;
* наличие большого количества лестниц, площадок и переходов находящихся на значительной высоте.

Для уменьшения вредного воздействия на человека вышеперечисленных факторов и предупреждение несчастных случаев предусматриваются следующие мероприятия:

* Все тепловыделяющиеся поверхности имеют тепловую изоляцию, температура на поверхности которой не превышает 48°С при теплоносителе с температурой выше 500°С и 45°С при теплоносителе
* меньшей температурой, температура неизолированных частей оборудования должна не превышать 45°С;
* Вращающиеся части оборудования имеют ограждения и кожуха;
* На БЩУ установлены системы кондиционирования для поддержания температуры воздуха согласно СниП 2.04.05.86;
* Предусмотрено систематическое проведение контроля за содержанием в воздухе рабочих зон взрывоопасных газов путем отбора проб;
* Все сосуды работающие под давлением трубопровода пара и горячей воды оборудованы защитными устройствами в соответствии с требованиями Правил Госгортехнадзора;
* Лестницы, переходы и площадки оборудованы периллами высотой 1м. и бортовыми ограждениями высотой 1м, угол наклона лестниц не превышает 60°С согласно СниП 09-02-85;
* Предусмотрена автоматизация основных производственных процессов, защиты блокировки для безопасного вывода оборудования из работы в случае нарушения нормального режима работы и аварийных ситуациях, световая и звуковая сигнализация, контрольно измерительные приборы.

**13.2 Борьба с шумом и вибрацией**

Для создания нормальных условий работы эксплуатационного персонала управление оборудования вынесено на блочные щиты управления (БЩУ).

Стены БЩУ заполнены звукопоглощающими материалами и имеют двойную стенку в местах установки дверей. Звукоизоляция снижает уровень шума до 60ДБ при частоте 1000Гц (согласно ГОСТ 12.01.003-83.).

Для предотвращения вибрации выполнены следующие мероприятия:

- фундаменты под турбоагрегаты основное и вспомогательное оборудование имеют соответствующую массу при определенном ограничении подошвы, отдельные фундаменты заглублены;

- в местах прохода трубопроводов через стены и перекрытия исключено их соприкосновение со строительными конструкциями, а зазоры уплотнены;

- фундаменты основного и вспомогательного оборудования не имеют соприкосновения со строительными конструкциями и с другими фундаментами.

**13.3 Электробезопасность и молниезащита**

Помещения цехов относятся к категории особо опасных по степени поражения электрическим током. В соответствии с требованиями ПУЭ предусматривается комплекс мероприятий по электробезопасности; надежная изоляция всех токоведущих частей электроустановок, применение низких напряжений (в особо опасных помещениях –12 В, в помещениях повышенной опасности –36 В, в обычных помещениях –220 В). Защитное заземление оборудования, которое может оказаться под напряжением, раздельное питание электрооборудования, применение защиты от перевода высокого напряжения на сторону низкого. Кроме этого во взрывоопасных и пожароопасных помещениях, а так же ближе 10 м от генератора электрооборудования и освещения выполнены во взрывоопасном исполнении. Предусмотрена также защита зданий и сооружений от воздействия молний в грозоопасный период, согласно РД 34.21.122-87 «устройство молниезащиты зданий».

**13.4 Противопожарные мероприятия**

Устройство паротурбинных установок должно отвечать техническим требованиям по взрывобезопасности.

Перед пуском турбины после монтажа, ремонта или длительной остановки (более 3-х суток) должны быть проверены и подготовлены к работе все вспомогательные механизмы, средства защиты, управления, измерения, блокировки, связи и систем пожаротушения воздухоподогревателей, а также пожарные краны на основных отметках обслуживания турбоагрегата. На всех отметках устанавливается разводка внутреннего противопожарного водопровода с пожарными кранами, обеспечивающими расход воды 2,5 м³/ч каждый. Расстояние между кранами не превышает дальнобойность струи.

При загорании или пожаре в помещении турбинного цеха должна быть немедленно вызвана пожарная охрана и отключены участки маслопровода и водородопровода, находящиеся в зоне непосредственного воздействия огня или высоких температур.

Запрещается проводить сварочные и другие и другие огнеопасные работы на действующем взрыво - и пожароопасном оборудовании паротурбинных установок.

При возникновении пожара в турбинном отделении турбоагрегат немедленно должен быть остановлен, если огонь или продукты горения угрожают жизни обслуживающего персонала, а также, если имеется непосредственная угроза повреждения оборудования, цепей управления и защит агрегата. Турбина также должена быть остановлена в аварийных случаях, предусмотренных требованиями ПТЭ.

В кабельных туннелях и полу этажах предусмотрены несгораемые перегородки с пределом огнестойкости -1,5 часа. Кроме того выполнена разводка пенных генераторов.

Пена заполняет кабельный полуэтаж за 5 минут. Все производственные помещения имеют не менее двух эвакуационных выходов.

Запрещается проведение монтажа и ремонта производственного оборудования, установок, а также огневых работ без принятия мер, исключающих возможность возникновения пожара.

**13.5 Взрывоопасность**

Помещения котельного отделения энергоблока относится по характеру взрывоопасности к категории “Б” (ОНТП 24-86 “Общесоюзные нормы технологического проектирования. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности”). Взрыво-пожароопасными объектами являются. Газопроводы котла и территории прилегающая к ним ближе 10м. Фронт котла на отм. 9,6 м в главном корпусе и территория, прилегающая ближе 5 м. Мазутопроводы главного корпуса и территория расположенная от них ближе 10м.

- Территория ГРП;

- Маслостанция дымососов;

- Места хранения леса и пиломатериалов;

- Кровля главного корпуса;

- Кабельные каналы, туннели, полуэтажи.

Для предупреждения образования взрывоопасных концентраций и взрывов предполагаются следующие мероприятия:

1) Обязательно брать анализ воздуха в пожароопасных помещениях и сооружениях на содержание и концентрацию взрывоопасных смесей с записью в оперативном журнале цеха при проведение огневых работ;

2) Помещения и сооружения необходимо вентилировать и установить тщательный контроль за состоянием воздушной среды путем проведения экспресс анализов с применением газоанализаторов (содержание кислорода в воздухе при этом должно быть не менее 20,9% по объему,

3) Отбор проб воздуха должен производиться в наиболее плохо вентилируемых местах из верхней зоны).

**13.6 Вентиляция**

В связи со значительным тепловыделением оборудования в цехе необходимо организовать эффективную вентиляцию. В котельном отделении предусмотрена только естественная вентиляция через оконные проемы здания, снабженные оконными фрамугами. На БЩУ установлена вентиляционная установка для регулирования температуры и влажности воздуха в соответствии со СНиП-2.04.05-86.

**13.7 Освещение**

По зрительным условиям работы помещения цеха делится на следующие зоны в соответствии со СниП 23-05-95:

- помещения где устанавливаются основное и вспомогательное оборудование - 5 разряд;

- проезды и проходы, коридоры и лестницы – 6 разряд.

В производственных помещениях предусматривается два вида освещения: естественное и искусственное. Освещение цеха осуществляется естественным образом в дневное время через оконные проемы в наружных стенах. На лестничных клетках, в коридорах, проходах освещение – 20 люкс. БЩУ по условиям компоновки не имеет естественного освещения. Периодическая очистка остекления окон предусматривается при помощи специальных передвижных устройств.

Искусственное освещение в цехе комбинированное, помимо общего освещения предусматривается и местное. Для ремонтных работ и осмотра оборудования в мало освещенных местах предусмотрено переносное освещение, которое выполняется во взрывобезопасном исполнении.

Предусмотрено аварийное освещение, питающееся от независимого источника аккумуляторных батарей. Оно включается автоматически по импульсу снижения переменного тока осветительной сети на 20%. Аварийное освещение обеспечивает освещенность на рабочих местах не менее 20% соответствующих норме освещенности, а в местах эвакуации людей не менее 0,3 люкс.

**13.8 Чрезвычайные ситуации**

С целью защиты основного и вспомогательного оборудования от ошибочных действий персонала и возникновения аварийных ситуаций теплофикационная установка имеет систему защит и блокировок.

При проектировании блока должны быть соблюдены все ГОСТы, ОСТы и СНиПы.Управление объектами в случае возникновения крупных производственных аварий, катастроф и стихийных бедствий осуществляется в соответствии с «Планом действий по предупреждению и ликвидаций чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера Ириклинской ГРЭС».

Руководство общими мероприятиями по локализации и ликвидации очага аварии возлагается на комиссию по чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствия (председатель-гл.нженер) и штаб гражданской обороны станции. Управление по ликвидации аварий осуществляется с пункта управления ГО.

Защита населения и работающих.

Работники станции, получив сообщение об аварии, немедленно получает в своих подразделениях средства индивидуальной защиты, одевают их, остаются на рабочих местах или выходят из зоны поражения в направлении указанном руководством своего цеха. При объявлении эвакуации работники станции обязаны явиться на сборный эвакуационный пункт.

При угрозе для населения начальник смены станции по указанию начальника ГО оповещает население города об опасности по локальной системе оповещения или с помощью передвижных громкоговорящих установок городского отделения милиции. На территории станции и города существуют укрытия. При крупном заражении и в случае необходимости неработающее население эвакуируется в загородную зону. Ответственными лицами за обеспечение защиты работающих на станции являются: начальник ГО, председатель комиссии по ЧС, начальник штаба ГО, дежурный НСС, в структурных подразделениях – начальники цехов, отделов и служб. Они обеспечивают своевременное проведение мероприятий по защите работников станции, локализации и устранению аварии.

**Заключение**

Органическое топливо пока является основным источником производства тепловой и электрической энергии, и защиты окружающей среды от вредных примесей, содержащихся в отходах этого производства, является большой и всеосложняющейся проблемой. Эта проблема по своим масштабам является как национальный, так и глобальный, поскольку отсутствуют какие либо границы распространению в атмосфере и моровом океане вредных примесей поступающих туда в результате деятельности человека. Учитывая это, ряд международных организаций создали специальные органы для изучения аспектов экологических проблем и разработки мероприятий по предотвращению загрязнений. Наша страна располагает огромными ресурсами органического топлива. Поэтому в плане борьбы с выбросами предстоит внедрение безотходных и малоотходных технологических процессов, систем обезвреживания переработки и очистки промышленных и коммунальных отходов.

Особую важность приобретают вопросы экономии и бережливости. Усиление борьбы с потерями энергии, топлива, сырья – одна из основных задач в деле охраны окружающей среды. Нужно помнить, что снижение расхода топлива на выработку киловатт- часа электроэнергии всего на один грамм сберегает в масштабах страны миллион тонн топлива, это снижение на сотни тысяч тонн вредных выбросов в окружающую среду.

**Список использованных источников**

1. Ривкин С. Л., Александров А. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. Рек. Гос. Службой стандартных справочных данных - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1984, 80 с. с ил.
2. Турбины тепловых и атомных электрических станций: Учебник для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп./ А.Г.Костюк, В.В.Фролов, А.Е.Булкин, А.Д.Трухний; Под. ред. А.Г.Костюка, В.В.Фролова. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 488 с.
3. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов/ Под ред. С.В.Цанева. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с.
4. Теплоэнергетика и теплотехника: Общие вопросы: Справочник/ Под общ. ред. чл-корр. РАН А.В.Клименко и проф. В.М.Зорина. – 3-е изд., перераб. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 528 с.
5. Теплообменники энергетических установок: Учебник для вузов/ К.Э.Аронсон, С.Н.Блинков, В.И.Березин и др. Под ред. профессора, д.т.н. Ю.М.Бродова. – Екатеринбург: Издательство «Сократ», 2002. – 968 с.
6. Шульман В.Л. Методические основы природоохранной деятельности ТЭС. – Екатеринбург: Издательство Уральского Университета, 2000. – 447 с.
7. Росляков П.В., Закиров И.А. Нестехиометрическое сжигание природного газа и мазута на тепловых электростанциях. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 144
8. Р.Ш. Латыпов. Вопросы рациональной эксплуатации газотурбинных установок: Учебное пособие. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 99 с. ил.
9. Стандарт предприятия: СТП ЧГТУ 04-96: Курсовые и дипломные проекты. Общие требования к оформлению. - Челябинск: ЧГТУ, 1996. - 37 с.
10. Материалы НТС РАО “ЕЭС России”: Протокол совместного заседания Научно-технического совета РАО “ЕЭС России”, Научного совета РАН