Содержание

Исходные данные

Введение

2. Электротехническая часть

2.1. Разработка главной электрической схемы КЭС

2.1.2 Выбор генераторов

2.2. Выбор мощности силовых трансформаторов

2.3. Технико-экономическое сравнение вариантов схем

2.4. Разработка электрических схем распределительных устройств

2.5. Расчет токов КЗ

2.6. Выбор коммутационных аппаратов и токоведущих частей

2.7. Выбор измерительных трансформаторов

**Исходные данные:**

Тип станции: ГРЭС-3200 МВт.

Тип турбин: 4xК-800.

Вид топлива: основное - газ, резервное - мазут.

**электрическая схема трансформатор коммутационный**

**Местоположение ГРЭС в энергосистеме.**

 Рис. 1 Суточный график выработки

**Энергосистема:**

S=8500 МВ А, Xc=0,9, Ррез.сист.=800 МВт

**Графики нагрузок:**

Рис. 2 Суточный график активной мощности генераторами ния активной мощности по сети ГРЭС. 220 кВ.

**Введение**

Электрическая энергия находит широкое применение во всех областях народного хозяйства и в быту. Этому способствуют такие ее свойства, как универсальность и простота использования, возможность производства в больших количествах промышленным способом и передачи на большие расстояния. Число потребителей электроэнергии постоянно растет вследствие автоматизации производства.

Важнейшие задачи, которые решают в настоящее время энергетики и энергостроители, состоят в непрерывном увеличении объемов производства, в сокращении сроков строительства новых энергетических объектов, уменьшении удельных капиталовложений, в сокращении удельных расходов топлива, повышении производительности труда и так далее.

Электроснабжение в настоящее время осуществляется преимущественно от электростанций с агрегатами большой мощности (до 800-1200 МВт в единице на тепловых электростанциях и 500-640 МВт на гидравлических).

Основным назначением электрических станций является выработка электрической энергии для снабжения ею промышленного и сельскохозяйственного производства, коммунального хозяйства и транспорта. Часто электростанции обеспечивают также предприятия и жилые здания паром и горячей водой.

На электростанциях, предназначенных только для производства электроэнергии, устанавливаются паровые турбины с глубоким вакуумом в конденсаторе, так как чем ниже давление пара на выходе из турбины, тем большая часть энергии рабочей среды превращается в электрическую. При этом основной поток пара конденсируется в конденсаторе и большая часть содержащейся в нем энергии теряется с охлаждающей водой.

Тепловые электрические станции, предназначенные только для производства электроэнергии, называют конденсационными электрическими станциями (КЭС). Работающие на органическом топливе КЭС строят обычно вблизи мест добычи топлива.

**2. Электротехническая часть**

**2.1. Разработка главной электрической схемы КЭС**

**2.1.1. Общие принципы при разработке структурных схем**

При проектировании электроустановки до разработки главной схемы составляется структурная схема выдачи электроэнергии, на которой показываются функциональные основные части электроустановки: распределительные устройства, трансформаторы, генераторы и связи между ними.

Структурные схемы служат для дальнейшего изучения и разработки более подробных и полных принципиальных схем.

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы:

* значение и роль электростанции для энергосистемы,
* положение электростанции в энергосистеме,
* категория потребителей по степени надежности электроснабжения,
* перспектива расширения

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор схемы электроустановки, можно выделить основные требования к схемам:

* 1. Надежность электроснабжения потребителей

Надежность – свойство электроустановки, участка электрической сети или энергосистемы в целом обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного качества. Повреждение оборудования в любой части схемы по возможности не должно нарушать электроснабжение, выдачу электроэнергии в энергосистему, транзит мощности через шины. Надежность схемы должна соответствовать категории потребителей, получающих питание от данной электроустановки.

* 1. Приспособленность к проведению ремонтных работ

Определяется возможностью проведения ремонтов без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей. Есть схемы, в которых для ремонта выключателя надо отключать данное присоединение на все время ремонта, в других семах требуется лишь временное отключение отдельных присоединений для создания специальной ремонтной схемы, в третьих ремонт выключателя производится без нарушения электроснабжения даже на короткий срок.

* 1. Оперативная гибкость электрической схемы

Оперативная гибкость схемы определяется ее приспособленностью для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений. Наибольшая оперативная гибкость схемы обеспечивается, если оперативные переключения в ней производятся выключателями или другими коммутационными аппаратами с дистанционным приводом.

Если все операции осуществляются дистанционно, а еще лучше средствами автоматики, то ликвидация аварийного состояния значительно ускоряется.

* 1. Экономическая целесообразность

Оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки – капиталовложения, ее эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения.

Схема выдачи электроэнергии зависит от состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов) и распределения нагрузки между распределительными устройствами разного напряжения.

Станции районного типа не имеют нагрузку на генераторном напряжении и поэтому схемы строятся по блочному принципу: единичный блок (генератор-трансформатор без генераторного выключателя и с генераторным выключателем); объединенный блок или укрупненный блоки.

Генераторный выключатель является дополнительным элементом в цепи энергоблока, и его надежность снижается. Вместе с ним уменьшается число коммутационных операций в РУ повышенного напряжения и РУ собственных нужд, что повышает надежность этих РУ. Поэтому окончательный выбор целесообразности установки генераторного выключателя должен приниматься на основании проработки всей электрической схемы.

Если на электростанции имеются два повышенных напряжения, то возможны следующие варианты построения структурной схемы: с отдельными АТС между РУВН и РУСН

**1 Вариант структурной схемы:**

Рис.3.Структурная схема КЭС(1 вариант).

**2 Вариант структурной схемы:**

Рис. 4.Структурная схема КЭС(2 вариант).

**2.1.2. Выбор генераторов:**

Для выработки электроэнергии на КЭС используют синхронные турбогенераторы трехфазного переменного тока. Номинальная мощность турбогенераторов выбирается в соответствии с номинальной мощностью турбин

, исходя из условия (1): (1)

Тип турбогенераторов выбирают по типу турбин. На проектируемойстанции установлены четыре турбины К - 800, соответственно выбираем четыре турбоагрегата мощностью 800 МВт. Выбираем генератор ТГВ—800-2УЗ. Данные приводим в таблице.

Таблица 1.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип | S, МВ·А | UH, кВ | соsφ | IHOM, кА | х’’d |
| ТГВ – 800-2У3 | 941 | 24 | 0,85 | 22,65 | 0,272 |

 Определим долю выработки электроэнергии каждым генератором КЭС:

Рис. 5. График выработки активной мощности генератором ТГВ-800.

**2.2. Выбор мощности силовых трансформаторов**

2.2.1. Выбор трансформаторов:

Силовые трансформаторы, установленные на электростанции, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое.

Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери на них на 12%-15% ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе однофазных трансформаторов такой же мощности.

Выбор трансформаторов и автотрансформаторов связи включает в себя определение числа, типа и номинальной мощности. При блочной схеме соединения генератора с трансформатором, мощность трансформатора выбирается по формуле:

, (2)

В нашем проекте примем, что =5%.

Для выбора автотрансформаторов необходимо рассмотреть передачу через него мощности из РУСН в РУВН, для чего рассматривают различные режимы работы трансформаторов:

1) нормальный режим зимой.

2) нормальный режим летом.

3) авария в системе летом.

4) отказ одного генератора зимой.

1.2.1.1) Выбор трансформаторов на 220 кВ:

Выбираем трансформаторы марки: ТНЦ-1000000/220

1.2.1.2) Выбор трансформаторов на 500 кВ:

Выбираем трансформаторы марки: ТНЦ-1000000/500

1.2.2. Выбор автотрансформаторов для схемы 1:

 (3)

1. Нормальный режим зимой:

1. Нормальный режим летом:

1. Авария в системе летом:

4) Отключение одного генератора зимой от СН:

По максимальному перетоку 435,29 выбираем автотрансформатор типа: АТДЦН-500000/500/220

1.2.3. Выбор автотрансформаторов для схемы 2:

1) Нормальный режим зимой:

2) Нормальный режим летом:

3) Авария в системе летом:

1. Отключение одного генератора зимой от СН:

По максимальному перетоку 635,29 выбираем 3 однофазных автотрансформатора типа: АОДЦТН-267000/500/220. Их суммарная мощность равна: 3\*267=801.

Основные параметры трансформаторов приведены в таблице 2.

Таблица 2. Основные параметры трансформаторов.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип трансформатора | Sном.,МВ А | напряжения обм., кВ | Потери, кВт | , % | Iхх , % |
| ВН | СН | НН | Рхх | Рк | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН |
| ТНЦ-1000000/500 | 1000 | 525 | - | 24 | 570 | 1800 | - | 14,5 | - | 0,45 |
| ТНЦ-1000000/220 | 1000 | 242 | - | 24 | 480 | 2200 | - | 11,5 | - | 0,4 |
| АОДЦТН-267000/500/220 | 267 |  |  | 20 | 105 | 430  | 11,5 | 37 | 23 | 0,25 |
| АТДЦН-500000/500/220 | 500 | 500 | - | 230 | 220 | 1050 | - | 12 | - | 0,3 |

Типы выбранных трансформаторов и автотрансформаторов по вариантам сведем в таблицу 3.

Таблица 3. Типы выбранных трансформаторов и автотрансформаторов по вариантам.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Вариант 1 | Вариант 2 |
| ТНЦ-1000000/500 | Т3, Т4 | Т4 |
| ТНЦ-1000000/220 | Т1, Т2 | Т1-Т3 |
| АОДЦТН-267000/500/220 | - | АТC1 , АТC2 |
| АТДЦН-500000/500/220 | АТC1 , АТC2 | - |

2.2.4. Выбор трансформаторов собственных нужд.

Выбор мощности ТСН определяется по формуле:

 (4)

Для ТГВ—800-2УЗ выбираем трансформаторы собственных нужд марки: ТРДНС-63000/20.

В нашем проекте нет генераторных выключателей, и пускорезервный трансформатор собственных нужд (ПРТСН) выбираем на ступень больше чем ТСН. ПРТСН подключаем к ОРУ-220 кВ. Выбираем ПРТСН марки: ТРДЦН-100000/220.

Основные данные трансформаторов приведены в таблице.

Таблица 4. Основные данные трансформаторов с.н.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип тр-ра | Sном, МВА | Uвн, кВ | Uнн, кВ | Рх, кВт | Рк, кВт | UКвн-нн, % | UКнн1-нн2, % |
| ТРДЦН | 100 | 230 | 6,3 | 102 | 340 | 12,5 | 28 |
| ТРДНС | 63 | 24 | 6,3 | 50 | 250 | 12,7 | 40 |

**2.3. Технико-экономическое сравнение вариантов схем.**

**Общие положения методики технико-экономического расчета.**

Для каждого варианта структурной схемы проектируемой электростанции определяют: капиталовложения в ту часть проектируемого объекта, которая связана с варьируемыми присоединениями структурной схемы; потери энергии в трансформаторах за расчетный год; математическое ожидание недоотпущенной генераторами в систему электроэнергии M(∆Wг) из-за отказов в элементах структурной схемы и ущерб. Затем на основании этих основных показателей по формуле вычисляют значение целевой функции приведенных затрат З, которая дает комплексную количественную оценку экономичности и надежности сопоставляемых вариантов структурной схемы.

Расчетная стоимость трансформатора характеризует полные капитальные затраты – ее определяют умножением заводской стоимости трансформатора на коэффициент γ, учитывающий дополнительные расходы на его доставку, строительную часть и монтаж. Значение этого коэффициента зависит от уровня высшего напряжения, мощности и исполнения трансформатора и лежит в диапазоне от 1,3 до 2,0. В расчетную стоимость ячейки входит не только стоимость электрических аппаратов присоединения (выключателя, разъединителей, трансформатора тока, ошиновки), но и стоимость строительно-монтажных работ.

Надежность сравниваемых вариантов структурной схемы обычно неодинакова. Поэтому приведенные затраты надо рассчитывать по полной форме включая ущерб от ненадежности структурной схемы.

Для каждого варианта структурной схемы районной электростанции рассчитываются недоотпуск электроэнергии в систему и соответствующий ущерб от отказов трансформаторов (автотрансформаторов) блоков. Последствия от нарушения связи между РУ ВН и РУ СН учитывают лишь в тех случаях, когда они выражаются в аварийном снижении мощности энергоблоков или нарушении электроснабжения потребителей сети СН.

Технико-экономический расчет заключается в нахождении расчетных приведенных затрат:

З=К+И+У (тыс. руб.)

К – капиталовложения в трансформаторы, автотрансформаторы и коммутационные аппараты.

И – издержки.

У – ущерб от недоотпуска электроэнергии.

2.3.1.1. Расчет капиталовложений для схемы 1:

Рассчитаем капиталовложения в трансформаторы и в автотрансформаторы:

 (5)

где, -коэффициент монтажа.

 6065000 тыс. руб.

Рассчитаем капиталовложения в РУ:

 1324400 тыс. руб. (6)

 7389400 тыс. руб. (7)

1.3.1.2. Расчет издержек для схемы 1:

 (8)

- издержки на обслуживание КЭС.

- амортизационные издержки.

- издержки на потерю электроэнергии в трансформаторах и автотрансформаторах.

 147788 тыс. руб. (9)

 472921.6 тыс. руб. (10)

, тыс. руб. (11)

Рассчитаем для автотрансформаторов:

 (12)

Рис.6. Суточный график нагрузок трансформаторов Т1-Т4.

Рассчитаем для трансформаторов :

Рассчитаем для трансформаторов :

Потери во всех трансформаторах:

Тогда общие издержки равны:

 751183.92 тыс. руб/год.

2.3.1.3. Найдем ущерб от недоотпуска электроэнергии:

 (13)

 (14)

где:

-число часов установленной мощности генератора.

- вероятность ремонтного состояния блока.

- параметр потока отказов трансформатора.

- среднее время восстановления трансформатора.

- параметр потока отказов генераторного выключателя.

- среднее время восстановления генераторного выключателя.

Для :

 8523.45 ч. (15)

 (16)

Для :

8523.45ч.

Для :

 (17)

534 ч.

187.49 (18)

0,004

Тогда:

2.3.2.1. Расчет капиталовложений для схемы 2

Рассчитаем капиталовложения в трансформаторы и в автотрансформаторы:

 7152700 тыс. руб.

Рассчитаем капиталовложения в РУ:

 1152300 тыс. руб.

 8305000 тыс. руб.

2.3.1.2. Расчет издержек для схемы 2:

 166100 тыс. руб.

 531520 тыс. руб.

, тыс. руб.

Рассчитаем для автотрансформаторов:

Рассчитаем для трансформаторов :

Рассчитаем для трансформатора :

Потери во всех трансформаторах:

Тогда общие издержки равны:

 847548.04 тыс. руб/год.

2.3.1.3. Найдем ущерб от недоотпуска электроэнергии:

Для :

 8523.45 ч.

Для :

8523.45ч.

Для :

4160.83 ч.

64.96

0,004

Тогда:

Таблица 5. Результаты технико-экономического расчета.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Вариант №1 | Вариант №2 |
| Капиталовложения, тыс.руб | 7389400 | 8305000 |
| Ущерб, тыс.руб | 40834.67 | 28507.42 |
| Издержки, тыс.руб/год | 751183.92 | 847548.04 |
| Затраты, тыс.руб/год | 1678746.59 | 1872655.46 |
| Соотношение, % | 100 | 112 |

Вывод: Для дальнейшего расчета выбираем схему 1 т.к она имеет наименьшие приведенные затраты.

**2.4. Разработка электрических схем распределительных устройств.**

2.4.1.На стороне высокого напряжения (500кВ) рассмотрим два варианта РУ кольцевого типа:

- РУ по схеме «шестиугольник» (рис. 1.4.1.1. (а)).

- РУ по схеме «3/2» (рис. 1.4.1.1. (б)).

Рис. 7. Схемы кольцевого типа.

В схеме «шестиугольник» на 6 присоединений применяется 6 выключателей. Эта схема обладает высокой надежностью и полное погасание РУ практически невозможно. Схемы такого типа применяются в РУ 330-750 кВ.

В схеме «3/2» применяется 3 выключателя на 2 присоединения. Эта схема тоже обладает высокой надежностью, но в ней большее количество выключателей и разъеденителей, однако она более надежна чем первый вариант РУ. Таким образом, на напряжение 500 кВ выбираем схему «3/2».

2.4.2. На стороне ВН (220кВ) выбираем схему РУ с двумя рабочими и обходной системой шин.

Рассмотрим два варианта схем:

Рис. 8. Схема с двумя рабочими и обходной системой шин:

а) – установка отдельных обходного и шиносоединительного выключателей;

б) – схема с совмещенным обходным и шиносоединительным выключателем.

При необходимости использования ШСОВ по прямому назначению надо отключить его, разделив тем самым рабочие системы шин, затем отключить разъединитель Р и воспользоваться обходным выключателем.

Если размыкание шин недопустимо вследствие возможности нарушения параллельной работы источников питания, то предварительно переводят все присоединения на одну систему шин. Чем больше присоединений к СШ, тем больше операций необходимо произвести для освобождения обходного выключателя и тем больше времени он будет занят для замены выключателей присоединений, поэтому отказ от отдельного шиносоединительного выключателя допускается при числе присоединений не более семи и мощности агрегатов меньше 160МВт.

Установка отдельного ШСВ обеспечивает большую оперативную гибкость, но увеличивает капитальные затраты.

Недостатки схемы с двумя рабочими и обходной системами шин следующие:

Отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединенной к данной СШ, а если в работе находится одна СШ, отключаются все присоединения

Ликвидация аварии затягивается, т.к. все операции по переходу с одной системы шин на другую производятся разъединителями.

Если источниками питания являются мощные блоки турбогенератор-трансформатор, то пуск их после сброса нагрузки на время более 30 мин. может занять несколько часов;

повреждение ШСВ равноценно КЗ на обеих системах шин, т.е. приводит к отключению всех присоединений;

большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию РУ;

необходимость установки шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей увеличивает затраты на сооружение РУ

Вывод: выбираем первый вариант схемы т.к. в схеме с объединенным ШСОВ надежность ниже. При эксплуатации такой схемы с большой вероятностью возможны ошибочные переключения разъединителями, производимые обслуживающим персоналом.

Установка отдельного ШСВ обеспечивает большую гибкость схемы.

**2.5. Расчет токов КЗ**

Расчеты токов к.з. производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки вставок релейной защиты и автоматики.

Расчет токов при трехфазном к.з. выполняется в следующем порядке:

1. Для рассматриваемой энергосистемы составляется расчетная схема. Под расчетной схемой понимают упрощенную однолинейную схему электроустановки с указанием всех элементов и их параметров, которые влияют на ток К.З.

2. По расчетной схеме составляется электрическая схема замещения. Схемой замещения называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчетной схеме, но в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими.

3. Путем постепенного преобразования приводят схему замещения к наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующиеся определенным значением результирующей Э.Д.С. Ерез, были связаны с точкой к.з. одним результирующим сопротивлением Xрез. Точки к.з. указывают на расчетной схеме в коммутационных узлах всех напряжений, для которых необходимо рассчитать токи к.з. Расчетную точку к.з. намечают для аппаратов и проводников присоединения каждого вида. Ее месторасположения выбирают таким образом, чтобы через проверенное оборудование протекал наибольший возможный ток к.з., который и является расчетным.

4. Зная результирующую Э.Д.С. источника и результирующее сопротивление, по закону Ома определяют начальное значение периодической составляющей тока к.з. Iп.о, затем определяется ударный ток и, при необходимости, периодическая и апериодическая составляющие тока к.з. для заданного момента времени t.

2.5.1. Схема замещения цепи имеет вид:

Рис. 9. Схема замещения исходной цепи.

2.5.2. Произведем расчет сопротивлений в о.е., относительно базовой мощности :

 (19)

 (20)

 (21)





 (22)

 (23)

 (24)

Расчет см. в Приложении 1.

2.5.3. Расчет токов КЗ относительно т. К1:

Таблица 6. Расчет токов КЗ в т.К1.

|  |  |
| --- | --- |
| Точка КЗ | К1 |
| Базовая мощность,  | 1000 |
| Uср, кВ | 515 |
| Источники | С | 4G |
| Рез. Сопротивление, о.е | 0,16 | 0,13 |
| (25) | 1,12 |
| Е | 1,00 | 1,13 |
| (26) | 7,01 | 9,76 |
| (27) | 9,54 | 4,22 |
| (28) | 0,74 | 2,31 |
| (29) | 0,03 |
|  | 1,00 | 0,90 |
| (30) | 7,01 | 8,78 |
|  | 1,850 | 1,979 |
|  | 0,06 | 0,05 |
| (31) | 18,35 | 27,31 |
| (32) | 0,63 | 0,57 |
| (33) | 6,22 | 7,88 |

2.5.4. Расчет токов КЗ относительно т. К2:

Таблица 7. Расчет токов КЗ в т.К2.

|  |  |
| --- | --- |
| Точка КЗ | К2 |
| Базовая мощность,  | 1000 |
| Uср, кВ | 230 |
| Источники | С+2Г | 2G |
| Рез. Сопротивление, о.е | 0,11 | 0,2 |
|  | 2,51 |
| Е | 1,07 | 1,13 |
|  | 24,45 | 14,20 |
|  | 26,09 | 4,73 |
|  | 0,94 | 3,00 |
|  | 0,047 |
|  | 1,00 | 0,80 |
|  | 24,45 | 11,36 |
|  | 1,717 | 1,979 |
|  | 0,03 | 0,05 |
|  | 59,36 | 39,74 |
|  | 0,21 | 0,39 |
|  | 7,22 | 7,84 |

2.5.5. Расчет токов КЗ относительно т. К3:

Таблица 8. Расчет токов КЗ в т.К3.

|  |  |
| --- | --- |
| Точка КЗ | К3 |
| Базовая мощность,  | 1000 |
| Uср, кВ | 24 |
| Источники | С+3G | 1G |
| Рез. Сопротивление, о.е | 0,23 | 0,29 |
|  | 24,08 |
| Е | 1,07 | 1,13 |
|  | 112,05 | 93,85 |
|  | 272,71 | 22,66 |
|  | 0,41 | 4,14 |
|  | 0,16 |
|  | 1,00 | 0,80 |
|  | 112,05 | 75,08 |
|  | 1,85 | 1,976 |
|  | 0,06 | 0,408 |
|  | 293,15 | 262,26 |
|  | 0,07 | 0,68 |
|  | 11,01 | 89,67 |

2.5.6. Расчет токов КЗ относительно т. К4:

Таблица 9. Расчет токов КЗ в т.К4.

|  |  |
| --- | --- |
| Точка КЗ | К4 |
| Базовая мощность,  | 1000 |
| Uср, кВ | 24 |
| Источники | С+3G | 1G |
| Рез. Сопротивление, о.е | 0,2 | 0,29 |
|  | 24,08 |
| Е | 1,07 | 1,13 |
|  | 128,85 | 93,85 |
|  | 272,71 | 22,66 |
|  | 0,47 | 4,14 |
|  | 0,16 |
|  | 1,00 | 0,80 |
|  | 128,85 | 75,08 |
|  | 1,85 | 1,976 |
|  | 0,06 | 0,408 |
|  | 337,12 | 262,26 |
|  | 0,07 | 0,68 |
|  | 12,66 | 89,67 |

2.5.7. Расчет токов КЗ относительно т. К5:

Таблица 10. Расчет токов КЗ в т.К5.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Точка КЗ | К5 |  |
| Базовая мощность,  | 1000 |  |
| Uср,кВ | 6,3 |  |
| Источники | С+4G |  |
| Рез. Сопротивление, о.е | 2,46 |  |
|  | 91,75 |  |
| Е | 1,11 |  |
|  | 44,90 |  |
|  | 1125,24 |  |
|  | 0,04 |  |
|  | 0,16 |  |
|  | 1,00 |  |
|  | 44,90 |  |
|  | 1,85 |  |
|  | 0,06 |  |
|  | 108,31 |  |
|  | 0,07 |  |
|  | 4,07 |  |

**Токи к.з. с учетом подпитки от двигателей**:

Нормальный режим

 (34)

где

 (35)

**2.6. Выбор коммутационных аппаратов и токоведущих частей.**

**2.6.1. Выбор выключателей и разъединителей. Общие условия выбора выключателей**

1. Номинальное напряжение электроустановки Uуст. меньше или равно номинальному напряжению Uном. выключателя, т.е.:

Uуст ≤ Uном; (36)

1. Ток утяжеленного режима меньше или равен номинальному току выключателя, т.е.

Iутяж ≤ Iном; (37)

1. Начальное значение периодической составляющей тока к.з. меньше или равно действующему значению тока электродинамической стойкости, т.е.

Iп‚о ≤ Iэд; (38)

1. Ударный ток к.з. меньше или равен амплитудному значению тока электродинамической стойкости, т.е.

iуд ≤ Iэд,max; (39)

1. Импульс квадратичного тока меньше или равен номинальному импульсу квадратичного тока, определяемого квадратом тока термической стойкости и временем его протекания, т.е.

B ≤ I²терм∙tтерм; (40)

1. Действующее значение периодической составляющей тока к.з. в момент расхождения контактов меньше или равно номинальному току отключения выключателя, т.е.

Iп,τ ≤ Iотк; (41)

1. Полный ток к.з. к моменту расхождения контактов меньше или равен номинальному ассиметричному току отключения, т.е.

(√2Iп,τ+iа,τ)≤√2Iоткл(1+βном); (42)

где, βном. – номинальное относительное содержание апериодической составляющей.

**Общие условия выбора разъединителей**

1. Номинальное напряжение электроустановки меньше или равно номинальному напряжению разьединителя, т.е.:

Uуст. ≤ Uном.; (43)

1. Ток утяжеленного режима меньше или равен номинальному току разьединителя, т.е.:

Iутяж. ≤ Iном.; (44)

1. Ударный ток меньше или равен току электродинамической стойкости, т.е.;

iуд.max ≤ iэд.max; (45)

1. Импульс квадратичного тока к.з. меньше или равен номинальному импульсу квадратичного тока:

B≤I²тер.·t²тер.. (46)

2.6.1. Выбор выключателей и разъединителей в цепи высокого напряжения 500кВ.

 (47)

Для автотрансформаторов:

 (48)

Тепловой импульс:

Выбираем элегазовый выключатель наружной установки марки ВГБУ-500-40/3150У1. Выбираем горизонтальный разъединитель для наружной установки марки РНДЗ-2-500/3200У1.

Таблица 11. Выбор выключателей и разъединителей в цепи высокого напряжения 500кВ.

|  |  |
| --- | --- |
| РасчётныеДанные | Каталожные данные |
| ВыключательВГБУ-500-40/3150У1 | РазъединительРНДЗ-2-500/3200У1 |
| UУСТ=500 кВ | UНОМ = 500кВ | UНОМ = 500 кВ |
| ImaxГ= АImaxАТС= 577,35 А | IНОМ = 3150 А | IНОМ = 3200 А |
| Iп.τ= 15,8 кА | IОТКЛ.НОМ = 50 кА | - |
| iа.τ= 14,1 кА | 39,6кА | - |
| IПО= 16,77 кА | Iдин = 40 КаIвкл.ном. = 102 кА | - |
| iуд= 45,66 кА | iдин = 102 кА | iпр.с = 160 кА |
| ВК=27.64 кА2⋅с | IТЕР2⋅tTЕР = 402⋅2=3200 кА2⋅с | IТЕР2⋅tTЕР=632⋅2=7938кА2⋅с |

2.6.2. Выбор выключателей и разъединителей в цепи 220 кВ.

Для автотрансформаторов:

Тепловой импульс:

Выбираем выключатель наружной установки марки ВГБ-220-40/3150У1. Выбираем разъединитель для наружной установки марки РНДЗ-1-220/2000У1.

Таблица 12. Выбор выключателей и разъединителей в цепи напряжения 220 кВ.

|  |  |
| --- | --- |
| РасчётныеДанные | Каталожные данные |
| ВыключательВГУ-220-40/3150У1 | РазъединительРНДЗ-1-220/2000У1 |
| UУСТ=220 кВ | UНОМ = 220 кВ | UНОМ = 220 кВ |
| ImaxГ= АImaxАТС= 1312.16 А | IНОМ = 3150 А | IНОМ = 2000А |
| Iп.τ= 35,81 кА | IОТКЛ.НОМ = 50 кА | - |
| iа.τ= 15,06 кА | 35,35кА | - |
| IПО= 38,65 кА | Iдин = 50кАIвкл.ном. = 128 кА | - |
| iуд= 99,10 кА | iдин = 128 кА | iпр.с = 100 кА |
| ВК= 236.44 кА2⋅с | IТЕР2⋅tTЕР = 502⋅3=7500 кА2⋅с | IТЕР2⋅tTЕР=402⋅1=1600кА2⋅с |

2.6.3. Выбор выключателей в цепи с.н. 6,3 кВ:

Тепловой импульс:

Выбираем ячейки КРУ с выключателями типа ВВЭ-10-5000-63У3

Таблица 13. Выбор выключателей в цепи с.н. 6,3 кВ.

|  |  |
| --- | --- |
| РасчётныеДанные | Каталожные данные |
| ВыключательВВЭ-10-5000-63У3 |
| UУСТ=6,3 кВ | UНОМ = 10кВ |
| Imax= 4582.14 А | IНОМ = 5000 А |
| Iп.τ= 41.4 кА | IОТКЛ.НОМ = 63 кА |
| iа.τ= 4,07 кА | 17,82кА |
| IПО= 41.4 кА | Iдин =64 кА |
| iуд=108,31 кА | iдин =170 кА |
| ВК=188.54 кА2⋅с | IТЕР2⋅tTЕР = 642⋅4=16384 кА2⋅с |

**2.6.2. Выбор проводников.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Условия выбора | Сборные шины 500 кВ и токоведущие части от трансформатора до сборных шин 500 кВ. | Сборные шины 220 кВ и токоведущие части от трансформатора до сборных шин 220 кВ. |
|  | Согласно п.1.3.28 ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах ОРУ выбираются по нагреву (по допустимому току наиболее мощного присоединения), так как блочный трансформатор не может быть нагружен мощностью большей чем мощность генератора: |
|  |  |
| Тип проводника, его параметры | Один провод в фазе АС-700 | Выбираем 3хАС-400 |
| Проверка шин на термическое действие тока КЗ | Не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе |
| Проверка по условиям коронирования |  | Условие выполняется |

2.6.2.1. Выбор сборных шин и ошиновки на напряжение 500 кВ и 220 кВ.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 500 кВ Д=6 м.220 кВ Д=4 м. | Для одного провода: Условие 1,07Е<0,9Е0 не выполняется. Берем 2 провода в фазе. Для расщепленного провода:Тогда:Условие 1,07Е<0,9Е0 не выполняется. Берем 3 провода в фазе.Тогда:Условие выполняется |  |  |

2.6.2.2. Выбор токопроводов.

Таблица 15. Выбор токопроводов

|  |  |
| --- | --- |
| Условия выбора | Токопровод в цепи генератора: |
| ТГВ-800-2У3 |
|  | Выбираем:ТЭНЕ-24-24000-560УХЛ1 |
|  | =337,12 кА=560 кАУсловие выполняется. |

**2.7. Выбор измерительных трансформаторов.**

2.7.1 Выбор трансформаторов тока.

2.7.1.1. В цепи генератора ТГВ—800-2УЗ:

Таблица 16. Вторичная нагрузка трансформатора тока.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|   Прибор |  Тип прибора | Нагрузка от измерительных приборов в фазах, ВА |
|  А |  В  |  С |
| Вольтметр показывающийВарметр.Амперметр показывающийРасчетный счетчикВаттметр регистрирующий.Амперметр регистрирующийДатчик активной мощностиДатчик реактивной мощности. |  Д 335 Д 335 Э 335ЦЭ6807Б-1 Н 3180 Н 344 Е 829 Е 830 |  0,5 0,5  0,5  2,5 10,0  --- 5,0 --- |  --- --- 0,5  --- --- 10 --- 5,0 |  0,5 0,5 0,5 2,5 10,0 --- 5,0 --- |
| Итого: |  |  19,0 |  15,5 |  19,0 |

 Т.к. участок от вывода генератора до вводов трансформатора выполнен комплектным токопроводом, выбираем встроенные ТТ серии ТШВ.

К установке принимаем трансформатор тока типа ТШВ-24-24000/5. Вторичная номинальная нагрузка в классе точности 0,5 составляет Z2ном=4 Ом.

Таблица 17. Сравнение данных.

|  |  |
| --- | --- |
|  Расчетные данные |  Каталожные данные |
|  Uуст.=24 кВ Imax.= 23832.83 А Вк = кА2⋅с |  Uном. =24 кВ Iном. =24000А |

Общее сопротивление проводов.

rприб. = Sприб. ⁄ І²2 = 19,0 ⁄ 25 = 0,76 Ом;

Сопротивление контактов примем 0,1 Ом, тогда сопротивление соединительных проводов :

Zпр.= Z2ном. – Zприб. – rкон. = 4 - 0,76 - 0,1 = 3,14 Ом ;

Принимая длину соединительных проводов с медными жилами 40 м;

q = ρ · lрасч. ∕ rпр. = 0,0175 ∙ 40 ∕ 3,14 = 0,22 мм²;

принимаем контрольный кабель АКВРГ с жилами сечением 4мм²;

В РУ 220 и 500 кВ устанавливаем встроенные в вводы выключателей ТТ:

Для 220 кВ: ТВ-220.

Для 500 кВ: ТВ-500.

2.7.2. Выбор трансформаторов напряжения.

Аналогично ТТ выбираем встроенные в комплектный экранированный токопровод три однофазных трансформатора напряжения ЗНОМ-24.

Проверим их по вторичной нагрузке:

Таблица 18. Перечень измерительных приборов.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Прибор | Тип | S одной обмотки | Число обмоток | cos(φ) | sin(φ) | Число приборов | Общая мощность |
| P, Вт | Q, В·А |
| ВольтметрВаттметрВарметрДатчик акт.мощн.Датчик реакт.мощн.Счётчик акт.эн-ии.Ваттметр рег-ийВольтметр рег-ийЧастотометр | Э-335Д-335Д-335Е-829Е-830И-680Н-348И-344Э-372 | 21.51.510102 Вт10103 | 122――2211 | 111110.38111 | 000000.925000 | 121111112 | 2631010420106 | ―――――9.7――― |
| Итого |  | 71 | 9.7 |

Вторичная нагрузка:

Выбранный трансформатор ЗНОМ-24 имеет номинальную мощность 75 В·А в классе точности 0.5, необходимом для присоединения счётчиков. Таким образом для трёх однофазных трансформаторов напряжения получаем:

=> трансформаторы будут работать в выбранном классе точности.

Для остальных ступеней напряжения принимаем к установке ТН :

- 500 кВ марки НКФ – 500 – 78,

- 220 кВ марки НКФ – 220 – 58.

**Заключение.**

Дипломный проект КЭС –3200 МВт выполнен согласно заданию на проектирование. На КЭС устанавливаются 4 турбины типа К-800-240. Основное топливо – газ, резервное - мазут. Место строительства: Республика Коми, г. Воркута. Для заданного типа турбин были выбраны турбогенераторы типа ТГВ-800-2У3.

При разработке главной электрической схемы КЭС были составлены два варианта структурных схем для технико-экономического расчета.

Для каждого варианта структурной схемы были выбраны трансформаторы, автотрансформаторы. Определены капиталовложения и приведены затраты с учетом надежности электроснабжения по каждому варианту. По полученным результатам технико-экономического сравнения вариантов структурных схем для дальнейшего расчета был выбран 1-й вариант структурной схемы КЭС.

Для выбранного варианта структурной схемы была составлена расчетная схема и в намеченных местах расположения точек к.з рассчитаны токи КЗ.

Для разработки схем РУ 550 кВ было представлено два варианта:

- РУ по схеме «шестиугольник» .

- РУ по схеме «3/2».

В качестве основной была принята схема «3/2».

Для разработки схем РУ 220 кВ было представлено два варианта:

- схема с двумя рабочими и обходной системой шин с установкой отдельных обходного и шиносоединительного выключателей - вариант 1;

- схема с двумя рабочими и обходной системой шин с совмещенным обходным и шиносоединительным выключателем - вариант 2.

Была дана качественная характеристика каждой схемы. Была принята схема с двумя рабочими и обходной системой шин с установкой отдельных обходного и шиносоединительного выключателей.

Для выбранного варианта структурной схемы была составлена расчетная схема и в намеченных местах расположения точек к.з рассчитаны токи КЗ. По результатам расчета токов КЗ были выбраны выключатели, разъединители и токоведущие части.

**Приложение 1**

Расчет сопротивлений схем замещения.

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