

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Российский государственный профессионально-педагогический  
университет»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ  
110/10/6кВ**

Выпускная квалификационная работа бакалавра  
направления подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по  
отраслям)

Идентификационный код ВКР: 677

Екатеринбург 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Российский государственный профессионально-педагогический  
университет»  
Институт инженерно-педагогического образования  
Кафедра электрооборудования и энергоснабжения

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:  
Заведующая кафедрой ЭС  
\_\_\_\_\_ А.О. Прокубовская  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

## **РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10/6кВ**

Выпускная квалификационная работа бакалавра  
направления подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по  
отраслям)  
профиля подготовки «Энергетика»  
специализации «Энергохозяйство предприятий, организаций,  
учреждений и энергосберегающие технологии»

Идентификационный код ВКР: 677

Исполнитель:

студент(ка) группы ЗЭС-402С \_\_\_\_\_ С.В. Курячий

Руководитель:

Преподаватель ЕЭМК РГППУ \_\_\_\_\_ Н.А. Хусточка

Нормоконтролер:

ст. преподаватель кафедры ЭС \_\_\_\_\_ Т.В. Лискова

Екатеринбург 2016

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 77 страницах, содержит 4 рисунка, 14 таблиц, 54 формулы, 28 источников литературы, 8 приложений.

Ключевые слова: ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, ЭКОНОМИКА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЯ.

*Объектом исследования* является понизительная подстанция «РГК» напряжением 110/10/6 кВ.

*Предметом исследования* является коммутационное оборудование понизительной подстанции с системой подключения автоматизированного коммерческого учета электрической энергии.

*Цель:* выполнить реконструкцию распределительного устройства 6/10кВ.

Произведен расчет токов короткого замыкания и максимальных рабочих токов. Проведена проверка трансформаторного, преобразовательного, коммутационного оборудования.

Произведен расчет технико-экономических показателей.

Рассмотрена безопасность при работе в электроустановках, вредные и опасные производственные факторы

Выполнена экспертиза проекта на соответствие требованиям экологичности.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 ГЛАВНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	9
2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ.....	15
2.1 Расчет токов короткого замыкания.....	15
2.2 Выбор оборудования.....	20
2.3 Расчет заземления главной понизительной подстанции.....	29
2.4 Расчет молниезащиты подстанции.....	31
4 ОРГАНИЗАЦИЯ И ЭКОНОМИКА ПРОИЗВОДСТВА.....	35
5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ.....	44
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	65
ПРИЛОЖЕНИЕ А – Таблица проверки трансформаторов тока вводов 6 и 10кВ, секционного выключателя 6и 10кВ, линий 6(10)кВ .....	68
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Таблица расчета фазной и междуфазной нагрузки на вторичную обмотку ТН-6кВ 1 и 2 с.ш. с учетом взаиморезервирования .....	70
ПРИЛОЖЕНИЕ В – Таблица расчета полной нагрузки на фазу вторичной обмотки ТН-6кВ 1и 2 с.ш. с учетом взаиморезервирования .....	72
ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Таблица расчета фазной и междуфазной нагрузки на вторичную обмотку ТН-10кВ 1 и 2 с.ш. с учетом взаиморезервирован.....	73
ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Таблица расчета полной нагрузки на фазу вторичной обмотки ТН-10кВ 1и 2 с.ш. с учетом взаиморезервирования.....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж – Таблица проверки требований к ТТ дифференциальнойзащиты трансформатора 25МВА .....	75
ПРИЛОЖЕНИЕ И – Принципиальная однолинейная схема подстанции 110/10/6кВдо реконструкции.....	76

ПРИЛОЖЕНИЕ К – Принципиальная однолинейная схема подстанции 110/10/6кВ после реконструкции.....	77
--	----

## **ВВЕДЕНИЕ**

Электроэнергия служит человеку уже много десятилетий, и с течением времени потребность в ней непрерывно возрастает, что объясняется её преимуществами перед другими видами энергии: легко преобразуется в механическую, тепловую и световую энергию; сравнительно просто передается на значительные расстояния; скорость распространения электроэнергии приближается к скорости света, производство и потребление электроэнергии совпадают по времени.

Электрическую энергию вырабатывают на электростанциях генераторы переменного тока, мощность которых достигает в настоящее время 1200 МВт. Наиболее распространенными станциями являются тепловые и гидравлические, где электрические генераторы приводятся в действие паровыми или гидравлическими турбинами. Кроме того, растет число атомных станций, на которых теплота, выделяющаяся при ядерных реакциях, используется для выработки пара.

Существуют электростанции, использующие другие виды энергии для преобразования её в электрическую: энергию ветра, морских приливов, солнечную. Но пока их мощность сравнительно мала и не влияет на электроэнергетический баланс нашей страны. Расположение станций определяется природными условиями и экономической целесообразностью, поэтому расстояние между станцией и районом энергопотребления может достигать 1000 км и более.

Электрические генераторы, установленные на современных электростанциях, вырабатывают электроэнергию при напряжении 10 – 20 кВ. Передача больших мощностей на дальние расстояния по техническим и экономическим причинам не может производиться на этом напряжении и требует его повышения. Для этого на электрических станциях устанавливаются трансформаторы, которые повышают напряжение выработанной

электроэнергии до необходимого, затем она поступает в линии для передачи в районы потребления.

Современные линии дальних электропередач работают на напряжениях 500–750 кВ. По ним передают мощности, превышающие 1200 МВт, на расстояния более 1000 км. В районах электропотребления сооружают подстанции с трансформаторами, понижающими напряжение до 220, 110, 35, 10 и 6 кВ.

На этом напряжении происходит дальнейшая местная передача электроэнергии и её распределение между потребителями.

Генераторы станций, подстанции, линии электропередачи разных напряжений и присоединенные к ним потребители, связанные общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления электроэнергии, образуют электрическую систему. *Цель:* выполнить реконструкцию распределительного устройства 10/6кВ.

Подстанция напряжением 110/10/6 кВ «РГК» расположена на территории предприятия ООО «Режевской камне-дробильный завод» и снабжает электроэнергией его потребителей. Заказчиком реконструкции подстанции является ООО«Режевской камне-дробильный завод». Объем предстоящей работы связан с необходимостью перехода на современное оборудование. Работы по реконструкции позволят повысить надежность электроснабжения потребителей завода а так же субабонентов.

В настоящее время в связи со старением оборудования и возрастанием нагрузки на подстанцию «РГК», предлагаем заменить масляные выключатели, трансформаторы тока и построить блочно-модульное здание для закрытого распределительного устройства 10/6 кВ.

*Объектом исследования* является понизительная подстанция «РГК» напряжением 110/10/6 кВ.

*Предметом исследования* является коммутационное оборудование понизительной подстанции с системой подключения автоматизированного коммерческого учета электрической энергии.

*Цель:* выполнить реконструкцию распределительного устройства 10/6кВ

*Задачи:* произвести расчет токов короткого замыкания и максимальных рабочих токов. Произвести проверку трансформаторного, преобразовательного, коммутационного оборудования. Произвести расчет технико-экономических показателей. Рассмотреть безопасность при работе в электроустановках ,вредные и опасные вредные и опасные производственные факторы. Выполнить экспертизу проекта на соответствие требованиям экологичности.



## **1 ГЛАВНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ**

Главная схема (ГС) подстанции является основным элементом, определяющим все свойства, особенности, техническую и экономическую характеристику подстанции в целом, при выборе главной схемы необходимо определить число, типы и параметры основного оборудования и аппаратуры, произвести рациональную их расстановку в схеме, решить вопросы защиты, управления, автоматизации, а также эксплуатационного обслуживания подстанции.

Главная схема подстанции выбирается на основании плана развития энергосистемы или энергоснабжения района и других работ по развитию электрических сетей и должна обеспечивать:

- требуемую надежность энергоснабжения потребителей и расчетные перетоки мощности по межсистемным связям как в нормальном, так и в послеаварийном режимах;
- перспективу развития подстанции, т.е. допускать возможность постоянного расширения РУ всех напряжений;
- возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ отдельных присоединений без отключения смежных присоединений;
- наглядность, экономичность и автоматичность питания потребителей в послеаварийном режиме, как правило, средствами автоматики без вмешательства персонала;
- включение в перечень типовых схем; нетиповые схемы допускаются применять только при наличии технико-экономических обоснований;
- вывод в ремонт оборудования с минимальным числом операций.

Выбор главной схемы всегда результат технико-экономического сравнения конкурентно способных вариантов, цель которого – выявить наиболее предпочтительный из них с точки зрения удовлетворения заданного набора качественных и количественных условий. Учет экономических, технических и социальных последствий, связанных с различной степенью надежности главных схем представляет в настоящее время наибольшую сложность на этапе технико-экономического сравнения схем.

В общем случае элементы главной схемы электрических соединений можно разделить на две части:

- внешние присоединения (далее присоединения) – генераторы, блоки генератор-трансформатор, трансформаторы, автотрансформаторы, линии электропередач, шунтирующие реакторы;

- внутренние элементы, которые, в свою очередь, можно разделить на:

- схемообразующие элементы, образующие структуру схемы – коммутационная аппаратура, токоведущие части, токоограничивающие реакторы;

- вспомогательные – элементы, предназначенные для обеспечения нормальной работы подстанции – трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), разрядники и т.д.

Основное назначение схем электрических соединений энергообъектов заключается в обеспечении связи присоединений между собой в различных режимах работы.

Именно это определяет следующие основные требования к ГС:

- надежность – повреждения в каком либо присоединении или внутреннем элементе не должны, по возможности, приводить к потере питания исправных присоединений;

- ремонтпригодность – вывод в ремонт какого либо присоединения или внутреннего элемента не должны, по возможности, приводить к потере питания исправных присоединений и снижению надежности их питания;

- гибкость – возможность быстрого восстановления питания исправных присоединений;

- возможность расширения – возможность подключения к схеме новых присоединений без существенных изменений существующей части;

- простота и наглядность – для снижения возможных ошибок эксплуатационного персонала;

- экономичность – минимальная стоимость, при условии выполнения выше перечисленных требований. Анализ надежности схем электрических соединений осуществляется путем оценки последствий различных аварийных ситуаций, которые могут возникать на присоединениях и элементах ГС (любое присоединение и любой элемент ГС могут послужить источником отказа и любой из них необходимо периодически ремонтировать).

Условно аварийные ситуации в ГС можно разбить на три группы:

- аварийные ситуации типа “отказ” – отказ какого либо присоединения или элемента ГС, возникающий при нормально работающей ГС;

- аварийные ситуации типа “ремонт” – ремонт какого либо присоединения или элемента ГС;

- аварийные ситуации типа “ремонт +отказ” – отказ какого либо присоединения или элемента ГС, возникающий в период проведения ремонтов элементов ГС.

Рассмотрим последствия простых аварийных ситуаций в данной схеме (рисунок 1).

Отказ одного из трансформаторов (например Т1). При коротком замыкании (КЗ) в Т1 происходит отключение его защитами выключателя Q1. Питание потребителей осуществляется через Т2.

Отказ одной из питающих линий (например W1). При КЗ на линии W1 происходит её отключение. Трансформаторы Т1 и Т2 остаются в работе.

Отказ одного из выключателей линий (например W1). При отказе выключателя линии в отключении, линия отключится со стороны питающей подстанции.

Таким образом, приходим к выводу, что в данной схеме отсутствует простая аварийная ситуация, приводящая к отключению всех потребителей данной подстанции.

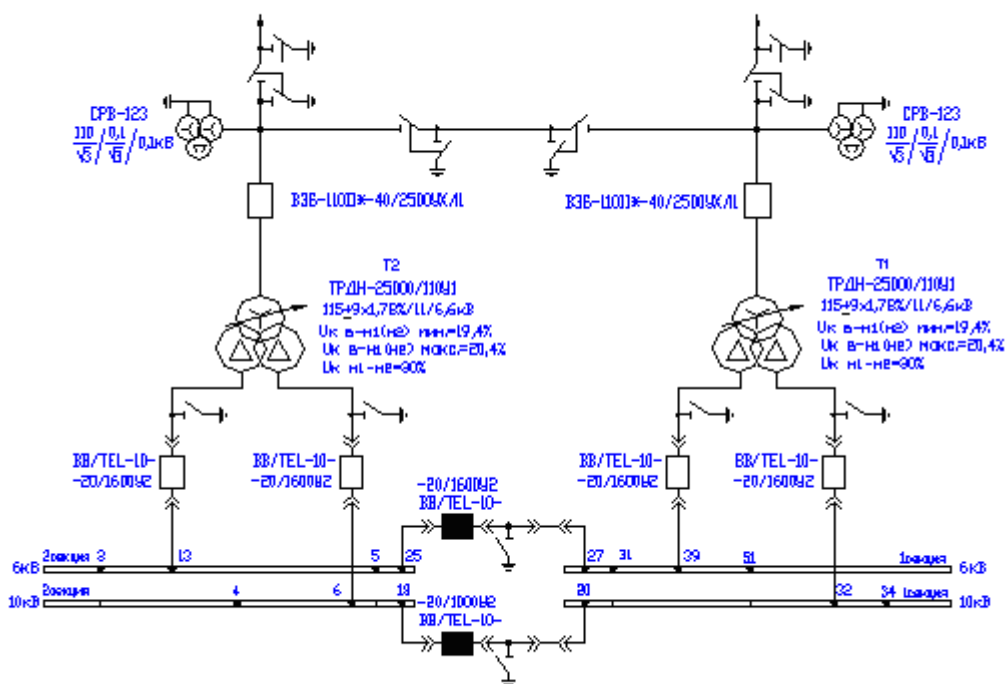


Рисунок 1 - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

Проектируемая подстанция является отпаечной. Питание подстанции осуществляется по двум одноцепным линиям электропередачи (ЛЭП)-110 кВ. Для данного класса напряжения, набора внешних присоединений и мощности трансформаторов целесообразно применять типовую схему № 110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий).

В распределительном устройстве (РУ) 10 кВ в основном применяется схема с одной секционированной системой шин. Схема с двумя системами шин, хотя и обладает большой гибкостью и универсальностью и позволяет ремонтировать сборные шины без перерыва питания потребителей, редко

применяется на подстанции из-за высокой ее стоимости и сложности в эксплуатации. Выпуск заводами комплектных ячеек внутренней и наружной установок, обладающих высокой надежностью, позволил почти полностью отказаться от использования двойной системы шин на низшем напряжении подстанции. Наличие надежной блокировки выключателей и втычных контактов в комплектном РУ исключает ошибки персонала и снижает вероятность короткого замыкания на шинах. Для обеспечения питания потребителей 1 и 2 категории при ремонте секции сборных шин дублирующие линии питаются с разных секций. Чтобы не снижать надежность энергоснабжения большого числа потребителей при ремонте секций шин, число секций на мощных подстанциях может быть увеличено до 4 и более. Как правило, число секций соответствует числу источников питания (трансформаторов, реакторов). Для облегчения аппаратуры в цепи отходящих линий и уменьшения сечения кабелей за счет ограничения токов короткого замыкания и для обеспечения надежной работы релейной защиты на подстанции применяется раздельная работа трансформаторов. Секционный выключатель имеет устройство автоматического ввода резерва (АВР) и включается при обесточивании одной из секций. Если для ограничения токов короткого замыкания устанавливают трансформаторы с расщепленной обмоткой или последовательно с трансформатором включаются сдвоенные реакторы, то применяются две одиночные, секционированные выключателем, системы шин. На очень мощных подстанциях могут сооружаться три или четыре одиночных секционированных системы шин – схема 10 кВ, например, при двух трансформаторах с расщепленной обмоткой низкого напряжения (НН) и сдвоенных реакторов в каждой цепи. При наличии технико-экономических обоснований в этих схемах допускается групповое или индивидуальное реактирование отходящих линий вместо реакторов в цепях трансформаторов.

Выбирая схему НН, необходимо применять наиболее простую, следовательно, дешевую схему 10 кВ. Переход к более сложным схемам

(применение реакторов, использования расщепления трансформаторов) необходим только при невозможности применения простой схемы (уровень токов короткого замыкания выше возможностей существующей коммутационной аппаратуры, большое число отходящих линий – более 7 на секцию и т.д).

В нашем случае заданное число линий низкого напряжения является определяющим для выбора схемы распределительного устройства низкого напряжения. Так как по условиям надежности не допускается присоединение более 7 отходящих линий на секцию, то применим на проектируемой подстанции схему с одиночной, секционированной выключателями системой сборных шин. Такая схема при работе в нормальном режиме с отключенными секционными выключателями позволит снизить величину токов короткого замыкания (КЗ), а применение на них АВР не допустит потери питания потребителями при выходе из строя одного из трансформаторов. Кроме того, выбранная схема позволяет ремонтировать вводные выключатели трансформаторов без отключения соответствующей секции. Недостатком данной схемы является невозможность вывода в ремонт одной из секций без отключения её присоединений. Данный недостаток можно частично компенсировать путем запитывания дублирующих линий потребителей 1-й и 2-й категории с разных секций.

На ПС «РГК» приняты к установке два силовых трансформатора мощностью 25МВА каждый, напряжением 115/10,5/6,6кВ с регулированием напряжения под нагрузкой.

Реконструируемая подстанция отпаечная, число питающих высоковольтных линий (ВЛ) 110 кВ –2, выполненных проводом АС-120 длиной 1,2 км;

На подстанции будут устанавливаться два трансформатора ТРДН 25 110/10 /6 кВ.

## **2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ**

### **2.1 Расчет токов короткого замыкания**

Чаще всего осуществляют расчет максимального тока короткого замыкания, т. е. трехфазного для выбора электрооборудования и электрических аппаратов ГПП, их проверки на электродинамическую и термическую стойкость, и минимального тока короткого замыкания, т.е. двух- фазного в конце защищаемого участка при минимальном режиме генераторов. По этому току рассчитывается чувствительность релейной защиты.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определить токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов КЗ.

Для расчетов токов КЗ необходимо иметь следующие данные:

- мощность источников питания;
- количество источников питания;
- принципиальную схему электрических соединений подстанции;
- параметры элементов электрических сетей, по которым определяются их сопротивления: сечение ВЛ, тип трансформатора и т.д.

При расчете токов КЗ, необходимо исходить из следующего:

- все источники, участвующие в питании точки КЗ работают одновременно с номинальной нагрузкой;

- все синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства форсировки, возбуждения;
- КЗ наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ будет иметь наибольшее значение;
- электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе;
- расчетное напряжение каждой ступени принимается на 5% больше номинального напряжения сети.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора аппаратуры и проверки элементов электроустановок на электродинамическую и термическую устойчивость. Расчетным видом короткого замыкания для выбора или проверки параметров электрооборудования обычно считают трехфазное короткое замыкание. Рассчитываем токи короткого замыкания в точках указанных на рисунке 2. Расчет ведется в относительных единицах. Для расчета используем схему замещения (рисунок 3). Принимаем  $S_6 = 100$  МВА,  $U_6 = U_n$ .

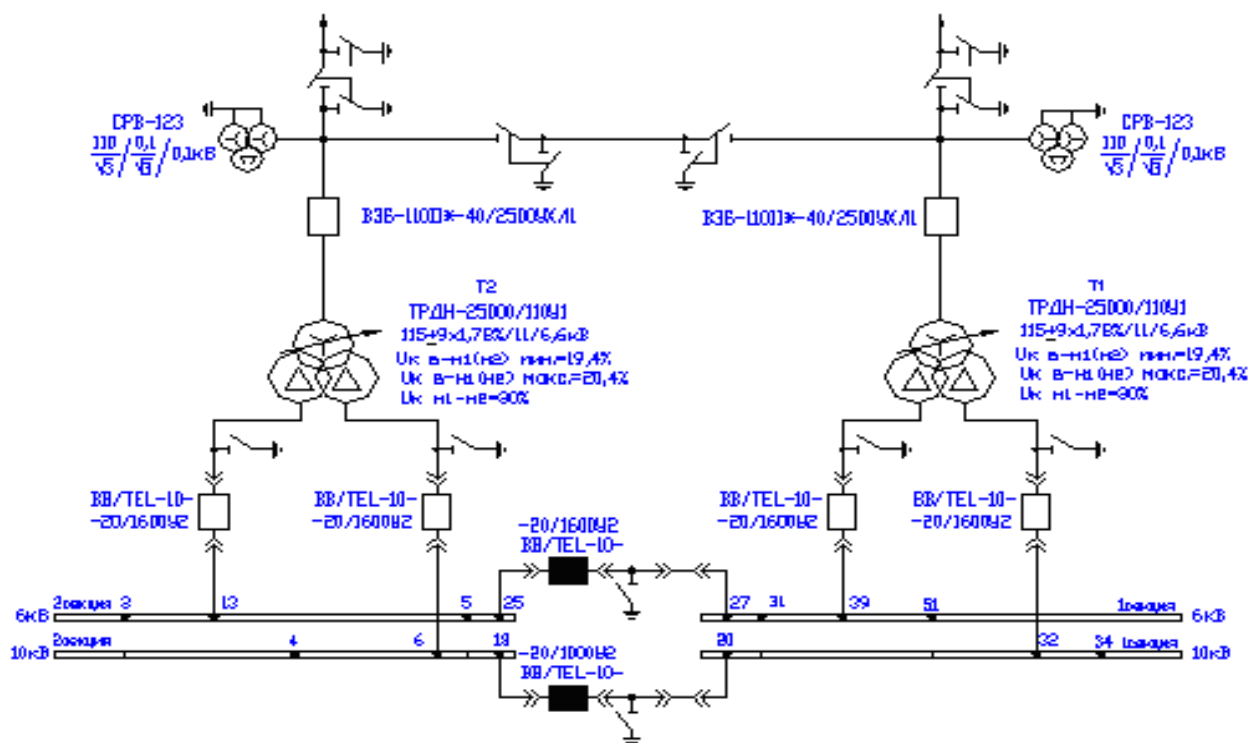




Рисунок 2 – Расчетная схема токов короткого замыкания

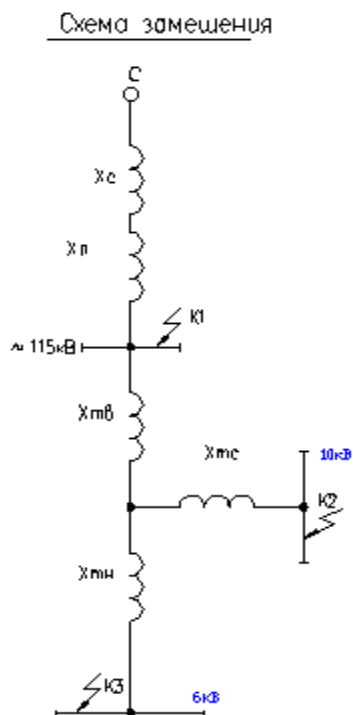


Рисунок 3 – Схема замещения

Рассчитываем мощность короткого замыкания

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{б}, \quad (1)$$

где  $I_{кз}$ - ток короткого замыкания ПС «РГК», кА;

$U_{б}$ - напряжение базисное, кВ;

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot 3,4 \cdot 115 = 676,4 \text{ МВА.}$$

Определяем ток базовый для точки К1

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{б}}, \quad (2)$$

где  $S_{б}$  – мощность базовая, МВА,

$$I_{б} = 100 / \sqrt{3} \cdot 115 = 0,5 \text{ кА.}$$

Находим сопротивление системы

$$x_c = \frac{S_{б}}{S_{кз}}, \quad (3)$$

$$x_c = 100 / 676,4 = 0,15 \text{ о.е.}$$

Определяем индуктивное сопротивление линии

$$x_{л} = x_0 \cdot l \cdot S_6 / U_6^2, \quad (4)$$

где  $x_0$  – индуктивное сопротивление кабеля (берем из справочника  $x_0 = 0,4$  Ом/км)

$l$  – длина линии, км ( $l = 1,2$  км)

$$x_{л} = 0,4 \cdot 1,2 \cdot 100 / 115^2 = 0,0036 \text{ о.е.}$$

Находим индуктивное сопротивление результирующее для точки К1

$$x_{рез\ к1} = x_c + x_{л}, \quad (5)$$

$$x_{рез\ к1} = 0,15 + 0,0036 = 0,154 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем ток короткого замыкания для точки К1

$$I_{к\ к1}'' = I_6' / x_{рез\ к1}, \quad (6)$$

$$I_{к\ к1}'' = 0,5 / 0,154 = 3,25 \text{ кА.}$$

Находим ударный ток для точки К1

$$i_{у\ к1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к\ к1}'', \quad (7)$$

$$i_{у\ к1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,25 = 8,31 \text{ кА.}$$

Определяем мощность короткого замыкания для точки К1

$$S_{к\ к1}'' = S_6' / x_{рез\ к1}, \quad (8)$$

$$S_{к\ к1}'' = 100 / 0,154 = 649,4 \text{ МВА.}$$

Определяем ток базовый для точки К2

$$I_6 = S_6' / \sqrt{3} \cdot U_6, \quad (9)$$

$$I_6 = 100 / \sqrt{3} \cdot 10,5 = 5,5 \text{ кА.}$$

Сопротивление трансформатора

$$X_{*B} = (U_{\kappa BH} \% / 100) \cdot (S'_\delta / S_n) \cdot (1 - K_p / 4), \quad (10)$$

где  $K_p = 4((U_{\kappa BH1} \% / U_{\kappa BH} \% ) - 1) = 4((20 / 10,5) - 1) = 3,62$ .

$U_{\kappa BH1} \%$  - напряжение короткого замыкания между расщепленными обмотками.

$$X_{*B} = (10,5\% / 100) \cdot (100 / 25) \cdot (1 - 3,62 / 4) = 0,38 \text{ о.е.}$$

$$X_{*H1} = X_{*H2} = (U_{\kappa BH} \% / 100) \cdot (S'_\delta / S_n) \cdot (K_p / 2), \quad (11)$$

$$X_{*H1} = X_{*H2} = (10,5\% / 100) \cdot (100 / 25) \cdot (3,62 / 2) = 0,76 \text{ о.е.}$$

$$X_{*mp} = X_{*B} + X_{*H1}, \quad (12)$$

$$X_{*mp} = 0,38 + 0,76 = 1,14 \text{ о.е.}$$

Находим индуктивное сопротивление результирующее для точки К2

$$X_{\text{рез к2}} = X_c + X_{\text{л}} + X_{\text{тр}}, \quad (13)$$

$$X_{\text{рез к2}} = 0,15 + 0,0036 + 1,14 = 1,3 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем ток короткого замыкания для точки К2

$$I_{\text{к2}}'' = I_{\delta'} / X_{\text{рез к2}}, \quad (14)$$

$$I_{\text{к2}}'' = 5,5 / 1,3 = 4,23 \text{ кА.}$$

Находим ударный ток для точки К2

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I''_{\text{к2}}, \quad (15)$$

$$i_{y\text{к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,23 = 10,8 \text{ кА.}$$

Определяем мощность короткого замыкания для точки К2

$$S_{к2}'' = S_{б} / X_{рез} \quad (16)$$

$$S_{к2}'' = 100 / 1,3 = 77 \text{ МВА.}$$

Определяем ток базовый для точки К3

$$I_{б} = S_{б} / \sqrt{3} U_{б} \quad (17)$$

$$I_{б} = 100 / \sqrt{3} \cdot 6,3 = 9,2 \text{ кА.}$$

Находим индуктивное сопротивление результирующее для точки К3

$$X_{рез к3} = X_c + X_{л} + X_{тр} \quad (18)$$

$$X_{рез к3} = 0,15 + 0,0036 + 1,14 = 1,3 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем ток короткого замыкания для точки К3

$$I_{к3}'' = I_{б} / X_{рез} \quad (19)$$

$$I_{к3}'' = 9,2 / 1,3 = 7,1 \text{ кА.}$$

Находим ударный ток для точки К3

$$i_{у} = \sqrt{2} \cdot k_{у} I'' \quad (20)$$

$$i_{у к3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,1 = 18,15 \text{ кА.}$$

Определяем мощность короткого замыкания для точки К3

$$S_{к3}'' = S_{б} / X_{рез} \quad (21)$$

$$S_{к3}'' = 100 / 1,3 = 77 \text{ МВА.}$$

## 2.2 Выбор оборудования

Вся высоковольтная аппаратура, принятая к установке и все токоведущие части выбраны по номинальным значениям параметров и проверены на динамическую и термическую устойчивость в режиме короткого замыкания.

### Выбор оборудования на стороне 6 кВ

При выборе выключателей допустимо производить их выбор по важнейшим параметрам:

- по напряжению установки  $U_{\text{ном.в}} \leq U_{\text{ном.у}}$
- по длительному току  $I_{\text{мах}} < I_{\text{ном.в}}$
- по отключающей способности  $I_{\text{п,т}} < I_{\text{отк,ном}}$
- по отключающей способности аperiodической составляющей тока КЗ

$$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}} \quad (22)$$

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{-\tau/T_a}$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отк.ном}} / 100 \quad (23)$$

При условии, что  $I_{\text{п,т}} < I_{\text{отк,ном}}$ , а  $i_{\text{а.т}} > i_{\text{а.ном}}$  выполнить проверку по отключающей способности по полному току КЗ.

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} (1 + \beta_{\text{ном}} / 100) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,т}} + i_{\text{а.т}} \quad (24)$$

- по электродинамической стойкости  $i_{\text{уд}} < i_{\text{дин}}, I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}$
- по термической стойкости  $B_k = I_{\text{п.о}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a) < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_k = I_{\text{п.о}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (25)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (26)$$

$$t_d = t_{\text{уст}} + t_{\text{выкл}}, \quad (27)$$

Рассчитываем ток максимальный

$$I_{\text{мах}} = 1,4 \cdot S_{\text{нт}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.у}}, \quad (28)$$

где  $S_{\text{нт}}$  – мощность трансформатора, МВА;

$U_{\text{ном.у}}$  – номинальное напряжение установки, кВ.

Рассчитываем ток максимальный

$$I_{\text{max}} = \frac{S_N}{1,73 \cdot U_N} \quad (29)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_N}{1,73 \cdot U_N} = \frac{25}{1,73 \cdot 6 \cdot 2} = 1204 \text{ А.}$$

Находим апериодическую составляющую тока КЗ

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 7,1 \cdot e^{-0,15/0,05} = 0,5 \text{ кА.}$$

Определяем номинальное допустимое значение апериодической составляющей

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отк.ном}} / 100 = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 40 / 100 = 14,2 \text{ кА.}$$

Рассчитываем тепловой импульс тока КЗ

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{д}} + T_{\text{а}}) = 7,1^2 \cdot (1,2 + 0,05) = 63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$W_{\text{к.в}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбираем выключатель VD4/P-10-20/1600 (таблица 1).

Таблица 1 – Выбор высоковольтного выключателя

Расчетные данные цепи	Условия выбора	Каталожные данные выключателя
$U_{\text{ном.у}} = 6 \text{ кВ}$	$\leq$	$U_{\text{ном.в}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1204 \text{ А}$	$\leq$	$I_{\text{ном.в}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 7,1 \text{ кА}$	$\leq$	$I_{\text{отк,ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а.т}} = 0,5 \text{ кА}$	$\leq$	$i_{\text{а.ном}} = 14,2 \text{ кА}$
$I_{\text{п.о}} = 7,1 \text{ кА}$	$\leq$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 18,15 \text{ кА}$	$\leq$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} = 63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\leq$	$W_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

*Токоведущие части*

В цепях линий 6 – 10 кВ вся ошиновка и шины в шкафах КРУ выполняются прямоугольными алюминиевыми шинами, медные шины не используются из-за большой стоимости.

При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины, при больших токах рекомендуются применять шины коробчатого сечения, т.к. они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 -10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины крепятся к изоляторам, допускают продольное смещение шин при их удлинении из-за нагрева. При большой длине шин устанавливаются компенсаторы из тонких полосок того же материала, что и шины.

$$I_{\max} = 1204 \text{ А.}$$

Шины и изоляторы не выбираем, т.к они поставляются комплектно с КРУ.

Предлагаются алюминиевые шины сечением  $2 \times 600/72$  с  $I_{\text{доп}} = 2100 \text{ А}$ .

По условию нагрева при продолжительном режиме работы шины этого сечения проходят:

$$I_{\max} = 1204 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2100 \text{ А.}$$

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{\min} = \sqrt{V_k / C} = \sqrt{63000 / 90} = 2,8 \text{ мм}^2 \quad (30)$$

где  $C = 90$ ,

$$q_{\min} = \sqrt{V_k / C} = \sqrt{63000 / 90} = 2,8 \text{ мм}^2.$$

Полученное сечение меньше выбранного - значит условия термической стойкости выполняются.

*Измерительные трансформаторы тока*

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки:  $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$ ;

- по току:  $I_{\max} < I_{\text{ном}}, I_{\text{норм}} < I_{\text{ном}}$ ;

номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости  $i_y < i_{\text{пр.с}}$ ;

- по термической стойкости  $B_k < I^2 \cdot m \cdot t$ ;

- по вторичной нагрузке:  $Z < Z_{\text{ном}}$ .

Выбираем ТТ типа ТРУ4 1500/5 с  $I_{\text{ном}} = 1500$  А,  $K_{\text{ТТ}} = 1500/5$  класс точности 0,5/10Р (таблица 2).

Таблица 2 – Выбор трансформатора тока

Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{уст}} = 6$ кВ	10 кВ
$I_{\text{max}} = 1204$ А	1500 А
$i_y = 18,15$ кА	128 кА
$B_k = 63$ кА <sup>2</sup> ·с	$40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с

Для проверки ТТ по вторичной нагрузке, пользуясь каталожными данными, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

#### *Трансформатор напряжения*

ТН на проектируемой подстанции необходим для работы линейных защит, для работы и контроля АПВ, а так же для работы фиксирующих приборов.

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по напряжению установки:  $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$ ;

- по конструкции и схеме соединения обмоток;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке.



При этом следует иметь ввиду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность трансформатора.

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Предполагая, что на стороне 6 кВ применено комплектное РУ наружной установки, выбираем трансформатор напряжения ТНР4 У2  $U_{ном} = 6$  кВ,  $S_{ном} = 175$  ВА в классе точности 0,5/3Р.

#### Выбор оборудования на стороне 10 кВ

При выборе выключателей допустимо производить их выбор по важнейшим параметрам:

- по напряжению установки  $U_{ном.в} \leq U_{ном.у}$ ;
- по длительному току  $I_{max} < I_{ном.в}$ ;
- по отключающей способности  $I_{п,т} < I_{отк,ном}$ ;
- по отключающей способности аperiodической составляющей тока КЗ  $i_{а,т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\tau/T_a} \leq i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк,ном} / 100$ ;

При условии, что  $I_{п,т} < I_{отк,ном}$ , а  $i_{а,т} > i_{а,ном}$  выполнить проверку по отключающей способности по полному току КЗ.

$$\sqrt{2} \cdot I_{отк,ном} (1 + \beta_{ном} / 100) \geq \sqrt{2} \cdot I_{п,т} + i_{а,т};$$

- по электродинамической стойкости  $i_{уд} < i_{дин}$ ,  $I_{дин} \geq I_{п.о}$ ;
- по термической стойкости  $B_k = I_{п.о}^2 (t_{отк} + T_a) < I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ ;

$$t_d = t_{уст} + t_{выкл},$$

Рассчитываем ток максимальный

$$I_{max} = S_{нт} / \sqrt{3} \cdot U_{ном.у},$$

где  $S_{нт}$  – мощность трансформатора, МВА;

$U_{ном.у}$  – номинальное напряжение установки, кВ.

Рассчитываем ток максимальный

$$I_{max} = S_N / 1,73 \cdot U_N = 25 / 1,73 \cdot 10 \cdot 2 = 722 \text{ А.}$$

Находим апериодическую составляющую тока КЗ

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{-\tau/Ta} = \sqrt{2} \cdot 4,23 \cdot e^{-0,15/0,05} = 0,3 \text{ кА.}$$

Определяем номинальное допустимое значение апериодической составляющей

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном} / 100 = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 40 / 100 = 14,2 \text{ кА.}$$

Рассчитываем тепловой импульс тока КЗ

$$W_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_d + T_a) = 4,23^2 \cdot (1,2 + 0,05) = 22,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$W_{к.в} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбираем выключатель VD4/P-10-20/1200 (таблица 3).

Таблица 3 –Выбор высоковольтного выключателя

Расчетные данные цепи	Условия выбора	Каталожные данные выключателя
1	2	3
$U_{ном.у} = 10 \text{ кВ}$	$\leq$	$U_{ном.в} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 722 \text{ А}$	$\leq$	$I_{ном.в} = 1200 \text{ А}$
$I_{п,\tau} = 4,23 \text{ кА}$	$\leq$	$I_{отк,ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 0,3 \text{ кА}$	$\leq$	$i_{a,ном} = 14,2 \text{ кА}$
$I_{п.о} = 4,23 \text{ кА}$	$\leq$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 10,8 \text{ кА}$	$\leq$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$W_k = 22,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\leq$	$W_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### *Токоведущие части*

В цепях линий 6 – 10 кВ вся ошиновка и шины в шкафах КРУ выполняются прямоугольными алюминиевыми шинами, медные шины не используются из-за большой стоимости.

При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины, при больших токах рекомендуются применять шины коробчатого сечения, т.к. они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 -10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины крепятся к изоляторам, допускают продольное смещение шин при их удлинении из-за нагрева. При большой длине шин устанавливаются компенсаторы из тонких полосок того же материала, что и шины.

$$I_{\max} = 722 \text{ А.}$$

Шины и изоляторы не выбираем, т.к они поставляются комплектно с КРУ.

Предлагаются алюминиевые шины сечением  $2 \times 600/72$  с  $I_{\text{доп}} = 2100 \text{ А}$ .

По условию нагрева при продолжительном режиме работы шины этого сечения проходят:

$$I_{\max} = 722 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2100 \text{ А.}$$

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{\min} = \sqrt{V_k / C} = \sqrt{22400 / 90} = 1,7 \text{ мм}^2,$$

где термический коэффициент  $C = 90$ .

Полученное сечение меньше выбранного - значит условия термической стойкости выполняются.

### *Измерительные трансформаторы тока*

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки:  $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$ ;

- по току:  $I_{\max} < I_{\text{ном}}$ ,  $I_{\text{норм}} < I_{\text{ном}}$ ;

номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости  $i_y < i_{\text{пр.с}}$ ;

- по термической стойкости  $V_k < I^2 \cdot m \cdot t_T$ ;

- по вторичной нагрузке:  $Z < Z_{\text{ном}}$ .

Выбираем ТТ типа ТРУ4 1000/5 с  $I_{ном} = 1000$  А,  $K_{ТТ} = 1000/5$ , класс точности 0,5/10Р (таблица 4).

Таблица 4 – Выбор трансформатора тока

Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} = 10$ кВ	10 кВ
$I_{max} = 722$ А	1000 А
$i_y = 10,8$ кА	128 кА
$B_k = 22,4$ кА <sup>2</sup> ·с	$40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с

Для проверки ТТ по вторичной нагрузке, пользуясь каталожными данными, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

*Трансформатор напряжения.*

ТН на проектируемой подстанции необходим для работы линейных защит, для работы и контроля АПВ, а так же для работы фиксирующих приборов.

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по напряжению установки:  $U_{уст} < U_{ном}$ ;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

При этом следует иметь ввиду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность трансформатора.

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Предполагая, что на стороне 10 кВ применено комплектное РУ наружной установки, выбираем трансформатор напряжения ТП4 У2  $U_{ном} = 10$  кВ.

Нагрузка на фазу трансформаторов тока рассчитана по формулам:

- для схемы соединения трансформаторов тока в полную звезду (для вводов 6 и 10кВ, СВ-6 и 10кВ)

$$Z_{р.ф.} = R_{пр} + Z_{приб.ф} + R_{пер}; \quad (31)$$

- для схемы соединения трансформаторов тока в неполную звезду (для линий 6 и 10кВ)

$$Z_{р.ф.} = 1,73 * R_{пр} + Z_{приб.ф} + Z_{приб.0} + R_{пер}. \quad (32)$$

Тип и длина кабеля, который необходимо проложить из ячейки 6(10)кВ до панели управления, указаны в приложении А.

Расчет фазной и междуфазной нагрузки на вторичную обмотку ТН-6кВ 1 и 2 с.ш. с учетом взаиморезервирования приведен в приложении Б.

Расчет полной нагрузки на фазу вторичной обмотки ТН-6кВ 1 и 2 с.ш. с учетом взаиморезервирования произведен по параметрам приведенным в приложении В.

$S_{ТН сумм} = 3 * S_{в} = 3 * 54,3 \text{ ВА} = 162,9 \text{ ВА} < 200 \text{ ВА}$  (  $S_{доп.}$  для – ТП4 У2 в классе точности 0,5).

Расчет фазной и междуфазной нагрузки на вторичную обмотку ТН-10кВ 1 и 2 с.ш. с учетом взаиморезервирования приведен в приложении Г.

Расчет полной нагрузки на фазу вторичной обмотки ТН-10кВ 1 и 2 с.ш. с учетом взаиморезервирования приведен в приложении Д.

Проверки требований к ТТ дифференциальной защиты трансформатора 25МВА приведен в приложении Ж.

**ВЫВОД:** трансформаторы – ТП4 У2 даже в режиме взаиморезервирования будут работать в классе точности 0,5.

## 2.3 Расчет заземления главной понизительной подстанции

Рассчитаем контурный заземлитель главной понизительной подстанции 110/10/6 кВ.

Согласно ПУЭ в электроустановках напряжением выше 1000 В с большими токами замыкания на землю, сопротивление заземляющего устройства должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей. Таким образом, в качестве расчетного принимается сопротивление

$$R_3 = 0,5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление искусственного заземлителя

$$R_{И} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Рекомендуемое для предварительных расчетов удельное сопротивление грунта, в месте сооружения заземлителя (суглинок), составляет 100 Ом·м.

Повышающие коэффициенты для климатической зоны 1 принимают равными 7 для горизонтальных протяженных электродов при глубине заложения 0,8 м и соответственно 2 для вертикальных стержневых электродов длиной 2 – 3 м при глубине заложения их вершин 0,5 – 0,8 м.

Расчетные удельные сопротивления:

-для горизонтальных электродов:

$$\rho_{\text{расч. г.}} = 4,5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

-для вертикальных электродов:

$$\rho_{\text{расч. в.}} = 1,8 \cdot 100 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Определяем сопротивление растеканию одного вертикального электрода – уголка № 50 длиной 3 м при погружении его ниже уровня земли на 0,7 м:

$$R_{o.в.э.} = \frac{\rho_{расч.в.}}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right),$$

(33)

$$R_{o.в.э.} = \frac{\rho_{расч.в.}}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \frac{180}{2\pi \cdot 3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,0475} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 49,6 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

где  $t$  – расстояние от поверхности до середины стержня, м:

$$t = n + l/2 = 0,7 + 3/2 = 2,2 \text{ м};$$

$d = d_{y.э.}$  – эквивалентный диаметр уголка:

$$d_{y.э.} = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м},$$

где  $b$  – ширина сторон уголка, м.

Определяем примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования  $k_{и.в.э.} = 0,6$ :

$$n = \frac{R_{o.в.э.}}{k_{и.в.э.} \cdot R_u}, \quad (34)$$

$$n = \frac{R_{o.в.э.}}{k_{и.в.э.} \cdot R_u} = \frac{49,6}{0,6 \cdot 0,5} = 165 \text{ шт.}$$

Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов (полос  $40 \times 4 \text{ мм}^2$ ), приваренных к верхним концам уголков:

$$R_{г.э.} = \frac{\rho_{расч.г.}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}, \quad (35)$$

$$R_{г.э.} = \frac{\rho_{расч.г.}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt} = \frac{450}{2 \cdot \pi \cdot 300} \ln \frac{2 \cdot 300^2}{0,04 \cdot 0,74} = 3,7 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Находим действительное сопротивление растеканию горизонтальных электродов с учетом коэффициента использования. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе уголков примерно 100 и отношении

$$a/l = 2 \text{ равен } k_{и.г.э.} = 0,24.$$

Тогда,

$$R_{г.э.д.} = \frac{R_{г.э.}}{k_{и.г.э.}},$$

(36)

$$R_{г.э.д.} = \frac{R_{г.э.}}{k_{и.г.э.}} = \frac{3,7}{0,24} = 15,42 \text{ Ом}.$$

Уточняем сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{в.э.} = \frac{R_{г.э.д.} \cdot R_u}{R_{г.э.д.} - R_u}, \quad (37)$$

$$R_{в.э.} = \frac{R_{г.э.д.} \cdot R_u}{R_{г.э.д.} - R_u} = \frac{15,42 \cdot 0,5}{15,42 - 0,5} = 0,52 \text{ Ом}.$$

Уточненное число вертикальных электродов определяют при коэффициенте использования  $k_{и.в.э.} = 0,53$  при  $n = 100$  и  $a/l = 2$  [3]:

$$n = \frac{R_{о.в.э.}}{k_{и.в.э.} \cdot R_{в.э.}}, \quad (38)$$

$$n = \frac{R_{о.в.э.}}{k_{и.в.э.} \cdot R_{в.э.}} = \frac{49,6}{0,53 \cdot 0,52} = 178 \text{ шт.}$$

Окончательно принимаем 178 уголков.

## 2.4 Устройство молниезащиты подстанции

Перенапряжение – это повышение разности потенциалов на изоляции до опасных значений.

Атмосферные перенапряжения возникают при непосредственном поражении электроустановок разрядом молнии или индуцированным разрядом, в случае удара молнии вблизи электроустановки.

На подстанциях 6 – 500 кВ трансформаторы, открытое распределительное устройство, в том числе шинные мосты и гибкие связи, закрытое распределительное устройство, маслохозяйство и другие взрывоопасные и пожароопасные сооружения должны быть защищены от прямых ударов молнии. В зданиях и сооружениях, имеющих металлическую кровлю, достаточно заземлить металлические части. Открытое



распределительное устройство защищают стержневыми молниеотводами. Стержневые молниеотводы устанавливаются на конструкциях открытого распределительного устройства или прожекторных мачтах подстанции.

Производственные, жилые и общественные здания и сооружения в зависимости от их назначения, а также интенсивности грозовой деятельности в районе их местонахождения выделены в категории по степени устройства молниезащиты.

Под зоной защиты молниеотвода понимают часть пространства, внутри которого здание или сооружение защищено от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Различают зоны защиты типа А, где степень надежности составляет 99,5 % и выше, и зону защиты типа Б со степенью надежности 95 % и выше.

В практике для защиты зданий и сооружений от прямых ударов молнии наибольшее распространение получили стержневые и тросовые молниеотводы.

Несущие конструкции молниеотводов изготавливают из древесины, железобетона и металла. Наибольшая оптимальная высота несущих конструкций отдельно стоящих молниеотводов не превышает 45 – 50 м.

Тип, количество и взаимное расположение молниеотводов обуславливают геометрическую форму зоны защиты. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой менее 150 м представляет собой конус.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой менее 150 м. Торцевые области зон защиты определяют как зоны одиночных стержневых молниеотводов.

Зона защиты определяется следующими параметрами:  $h$  – высота молниеотвода;  $h_0$  – высота зоны защиты;  $h_c$  – высота зоны защиты в области разреза А-А;  $h_{x1}$  – первый уровень;  $h_{x2}$  – второй уровень;  $r_0$  – радиус зоны защиты на уровне земли;  $r_{x1}$  – радиус зоны защиты на уровне  $h_{x1}$ ;  $r_{x2}$  – радиус зоны защиты на уровне  $h_{x2}$ ;  $r_{cx}$  – радиус зоны защиты в

области разреза А-А на уровне  $h_{x2}$ ;  $r_c$  – радиус зоны защиты в области разреза А-А на уровне земли;  $L$  – расстояние между молниеотводами.

Ожидаемое количество поражений молнией в год для зданий и сооружений прямоугольной формы:

$$N = [(S + 6h_x)(L + 6h_x) - 7,7 \cdot h_x] \cdot n \cdot 10^6, \quad (39)$$

$$N = [(S + 6h_x)(L + 6h_x) - 7,7 \cdot h_x] \cdot n \cdot 10^6 = [(23 + 6 \cdot 6,1)(26,4 + 6 \cdot 6,1) - 7,7 \cdot 6,1^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 0,98$$

где  $h_x$ - наибольшая высота сооружения, м;

$S, L$ - ширина и длина здания, м;

$n$ - среднегодовое число ударов молнии в 1 км земной поверхности в месте нахождения здания.

Значения  $N$  находятся в пределах  $0,1 < N \leq 2$ , следовательно, зона защиты

Б.

*Габаритные размеры стержневого молниеотвода для зоны Б*

Определим высоту зоны защиты

$$h_0 = 0,92 \cdot h, \quad (40)$$

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 19 = 17,5, \text{ м.}$$

Определим радиус границы зоны защиты на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (41)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 19 = 28,5, \text{ м.}$$

Определим радиус границы зоны защиты на уровне  $h_x$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - h_x / 0,92), \quad (42)$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - h_x / 0,92) = 1,5 \cdot (19 - 6,1 / 0,92) = 18,6, \text{ м};$$

Определим высоту молниеотвода

$$h = (r_x - 1,63h_x) / 1,5, \quad (43)$$

$$h = (r_x - 1,63h_x) / 1,5 = (18,6 + 1,63 \cdot 6,1) / 1,5 = 19, \text{ м.}$$

Все расчетные параметры нанесены на рисунке 4.

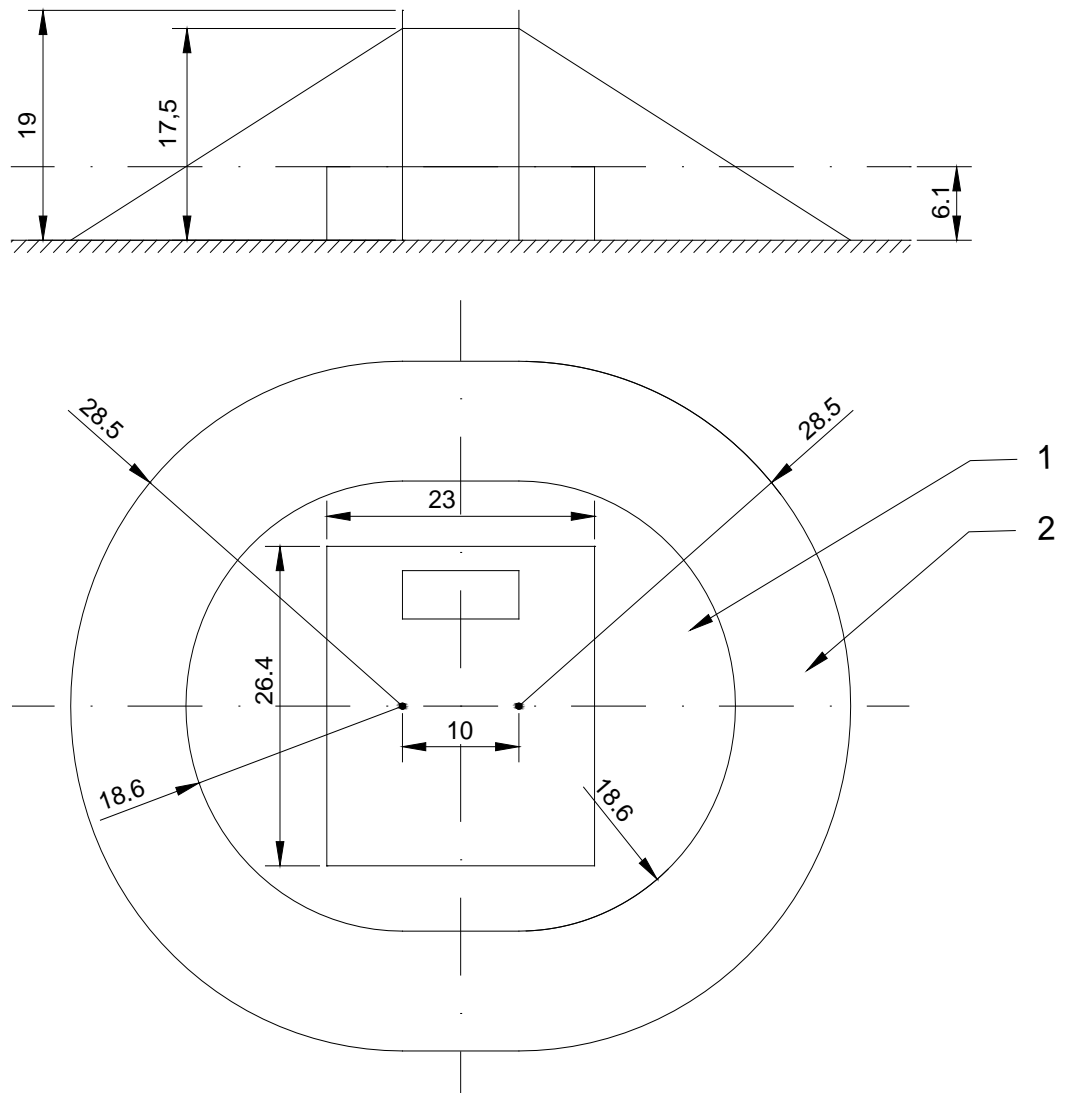


Рисунок 4 - Зона защиты двойного стержневого молниеотвода:  
 1 – граница зоны защиты на уровне  $h_{x1}=6,1$ , м; 2 – граница зоны защиты  
 на уровне земли

### 3 ОРГАНИЗАЦИЯ И ЭКОНОМИКА ПРОИЗВОДСТВА

В настоящее время в связи со старением оборудования и возрастанием нагрузки на подстанцию «РГК», предлагаем заменить масляные выключатели, трансформаторы тока и построить блочно-модульное здание для закрытого распределительного устройства 6/10 кВ.

Произведем расчеты себестоимости преобразования, подачи и распределения электроэнергии по подстанции после замены старого оборудования на новое.

#### *Спецификация на электрооборудование подстанции*

Заявочная спецификация составляется на основании схемы электроснабжения. Кроме наименования электрооборудования, материалов и их потребного количества, приводится техническая характеристика. Спецификация необходима для заказа оборудования и материалов при осуществление проекта указана в таблице 5.

Таблица 5 - Спецификация на электрооборудование подстанции

Наименование оборудования	Техническая характеристика	Единица измерения	Количество
Выключатели вакуумные	Выключатели предназначены для защиты от токов к.з. и перегрузки. Тип VD4/P-10-20 напряжением 10 кВ	шт.	35
Трансформатор тока	ТТ служат в трехфазных цепях Для измерения электрических величин ТРУ4.	шт.	35
Трансформаторы напряжения	Необходим для работы линейных защит, для работы и контроля АПВ, а так же для работы фиксирующих приборов. На напряжение 6 кВ. Типа ТJP4 У2.	шт.	4
Трансформаторы собственных нужд	Типа ТЛСЗ-160/6 УХЛ2. Трансформаторы собственных нужд обеспечивают потребителей собственных нужд подстанции.	шт.	2
Ограничитель перенапряжения	Типа ОПН КЛ. Предназначен для ограничения перенапряжения.	шт.	14

Сметно-финансовый расчет стоимости оборудования и расчет амортизационных отчислений.

Сметно-финансовый расчет стоимости составляется для включения в титульный список капитального строительства и обеспечения финансирования сметной стоимости объекта (таблица 6). Стоимость подстанции берется по данным предприятия или по еженедельнику “ Пульс цен ” Учитываются транспортные расходы (5% от стоимости оборудования ) и расходы на монтаж и установку (10% от стоимости оборудования ).

Стоимость электродвигателей относится к технологическому оборудованию и в выпускной квалификационной работе не учитывается.

Таблица 6 - Сметно-финансовый расчет стоимости подстанции

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы. тыс.руб.				Стоимость всего кол-ва. тыс.руб.
			Цена т.р	тран.рас	Расходы на монт.	Общая стоим.	
VD4/P-10-20	шт.	35	103	5,15	10,3	628,3	21990,5
TPU4	шт	35	22,8	1,14	2,28	26,22	917,7
TJP4 У2	шт	4	19,8	0,99	1,98	22,77	91,08
ТЛС3-160/6 УХЛ2	шт	2	23	1,15	2,3	26,45	52,9
ОПН КЛ	шт.	14	1,7	0,085	0,17	1,955	27,37
Итого							23079,6
Прочее обор-ие 17%							3924
Всего							27003

Затем определяются годовые амортизационные отчисления в соответствии с нормами амортизации.

$$A = C_{п} \cdot H_0 / 100, \quad (44)$$

где  $C_{п}$  – стоимость электротехнического оборудования, тыс.руб;

$H_0$  - норма амортизации, %;

$$A = 27003 \cdot 4,4 / 100 = 1188 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет штатов подстанции и фонда их заработной платы

Количество рабочих, обслуживающих подстанцию, берется по данным предприятия. Учитываются дежурные электрики, ремонтный персонал и специалисты.

По данным предприятия составлено штатное расписание (таблица 7).

Таблица 7 - Штатное расписание электриков подстанции

Наименование должности	Количество человек	Тарифные ставки Руб.\час	Месячный оклад Тys.руб.
Инженер электрик	1	---	36
Ремонтники	2	142,5	---

Составляется баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего по форме, приведенной в таблице 8.

Таблица 8 - Баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего

Наименование показателей	Фонд времени
Календарный фонд времени в днях	365
Не рабочие дни, в том числе:	116
праздники	11
выходные	105
Максимально возможный фонд времени в днях	249
Не используемое время в днях, в том числе:	35
основного и дополнительного отпуска	28
не выходы по болезни	7
отпуска учащимся	--
не выход в связи с выполнением общ. и гос. обязанностей	--
прочие неявки	--
Действительный фонд рабочего времени в днях	214
Средняя продолжительность дня в часах	8
Действительный фонд рабочего времени в часах	1712

### Расчет фонда заработной платы работников

Для дежурного и оперативно-ремонтного персонала устанавливается повременно-премиальная система оплаты труда (таблица 9).

К дополнительной зарплате относится оплата к фонду основной заработной платы в зависимости от длительности отпуска.

Оклады специалистов устанавливаются в зависимости от группы к которой относится подстанция (таблица 10).

Таблица 9 - Расчет фонда заработной платы рабочих пятого разряда

Элементы фонда заработной платы	Единицы измерения	Ремонтники
Полезный фонд рабочего времени	час	1712
Средняя часовая тарифная ставка	руб\час	142,5
Списочный штат	человек	2
Количество человеко-часов подлежащих отработке	чел·час	3424
Количество человеко-часов отработанных в ночь	чел·час	---
Количество праздничных человеко-часов	чел·час	---
Количество человеко-часов за переработку графика	чел·час	---
Фонд заработной платы по тарифу	тыс.руб	282,48
Премия за выполнение плана(25%)	тыс.руб	70,5
Итого основной заработной платы	(10%) тыс.руб	343,875
Дополнительная зарплата	тыс.руб	34,2
Итого фонд заработной платы	тыс.руб	378,075
Районный коэффициент	(15%)	189
Фонд заработной платы с учетом районного коэффициента	тыс.руб	567
Среднемесячная зарплата одного рабочего	руб.	23625

Таблица 10 - Расчет фонда заработной платы специалистов

Наименование должности	Количество	Оклад тыс.руб.	Годовой фонд Зарплаты тыс.руб.	Премия тыс.руб.	Годовой фонд заработной платы с премией и район. коэф. тыс.руб.
Инженер-электрик	1	36,0	432	86,4	518,4

Расчет отчислений на социальные нужды (Единый социальный налог)

Единый социальный налог рассчитывается в процентах от годового фонда заработной платы с районным коэффициентом отдельно для рабочих и специалистов и составляет 33%.

$$\text{ЕСН}_{\text{раб}} = 0,33 \cdot 567 = 187,11 \text{ тыс.руб,}$$

$$\text{ЕСН}_{\text{спец}} = 0,33 \cdot 518,4 = 171,1 \text{ тыс.руб,}$$

$$\text{ЕСН} = \text{ЕСН}_{\text{раб}} + \text{ЕСН}_{\text{спец}}. \quad (45)$$

$$\text{ЕСН} = 187,11 + 171,1 = 358,2 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет стоимости потерь электроэнергии в трансформаторах.

Определяются потери электроэнергии в трансформаторах. Стоимость потерь определяется по формуле (46).

Потери электроэнергии в трансформаторах рассчитываются по следующим формулам:

$$\Delta W_{\text{пот}} = n_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{раб}} + \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{тр}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{нагр}}^{\text{max}}}{S_{\text{тр}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (46)$$

где  $\Delta P_{\text{хх}}$  - потери холостого хода, МВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$  - потери короткого замыкания в одном трансформаторе, МВт;

$T_{\text{раб}}$  - число часов работы трансформатора в году ( $T_{\text{раб}} = 8760 \text{ч}$ );

$S_{\text{нагр}}^{\text{max}}$  - максимум летнего (зимнего) графика нагрузки, МВА;

$S_{\text{тр}}$  - номинальная мощность одного трансформатора, МВА;

$\tau$  - число часов максимальных потерь, ч:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{4865,5}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3265,5 \text{ч}, \quad (47)$$

где  $T_{\text{max}}$  - число часов максимума нагрузки подстанции в год, ч;

$$T_{\text{max}} = T_{\text{зимн}}^{\text{max}} + T_{\text{летн}}^{\text{max}} = 3132 + 1733,5 = 4865,5 \text{ч}, \quad (48)$$

$$T_{\text{зимн}}^{\text{max}} = \left( \frac{\sum S_i \cdot \Delta t_i}{S_{\text{зимн}}^{\text{max}}} \right) \cdot t_{\text{зимн}}, \quad (49)$$

$$T_{\text{зимн}}^{\text{max}} = \frac{22,73 \cdot 2 + 18,18 \cdot 11 + 31,82 \cdot 2 + 36,36 \cdot 3 + 45,45 \cdot 4 + 40,9 \cdot 1 + 27,27 \cdot 1}{45,45} \cdot 213 = 3132 \text{ч};$$



$$T_{летн}^{\max} = \left( \frac{\sum S_i \cdot \Delta t_i}{S_{летн}^{\max}} \right) \cdot t_{летн}, \quad (50)$$

$$T_{летн}^{\max} = \frac{18,18 \cdot 2 + 13,64 \cdot 11 + 36,36 \cdot 3 + 27,27 \cdot 3 + 31,82 \cdot 3 + 22,73 \cdot 2}{45,45} \cdot 152 = 1733,5ч.$$

Так как  $\tau = 3265,5ч$ , то удельные затраты на возмещение потерь в электрических сетях будут равны [1]  $\beta = 1,7тыс.руб / МВт \cdot ч$ .

Годовые потери электроэнергии  $\Delta W_{ном}$ :

$$\Delta W_{ном} = 2 \cdot 27 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{120 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \left( \frac{25}{25} \right)^2 \cdot 3265,5 = 1121 МВт \cdot ч.$$

Издержки на возмещение потерь электроэнергии в трансформаторе  $I_{ном}$ :

$$I_{ном} = \beta \cdot \Delta W_{ном} = 1,7 \cdot 1121 = 1906 тыс.руб.$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям определяется по формуле:

$$Y = n_T \cdot \omega_{от} \cdot T_B \cdot Y_0 \cdot \left( \frac{\Delta \mathcal{E}_{зим} \cdot t_{зим}}{365} + \frac{\Delta \mathcal{E}_{лет} \cdot t_{лет}}{365} \right) \cdot 365, \quad (51)$$

где  $n_T$  – число трансформаторов, шт;

$\omega_{от}$  – параметр потока отказов, [лет/отказ];

$T_B$  – среднее время восстановления, [отказ/год];

$Y_0$  – удельный ущерб, тыс.руб.;

$\Delta \mathcal{E}_{зим}$ ,  $\Delta \mathcal{E}_{лет}$  – соответственно потери энергии зимой и летом, МВт·ч;

$t_{зим}$ ,  $t_{лет}$  – соответственно число зимних и летних суток в году, сут.

$\Omega_{от} = 0,02$  лет/отказ [2],

$T_B = 8 \cdot 10^{-3}$  отказ/год (при условии отсутствия резервного трансформатора),

$Y_0 = 175$  тыс.руб/МВт·ч,

$t_{зим} = 213$  суток,

$t_{лет} = 152$  суток.

$$\Delta \mathcal{E}_{зим} = \Delta S_{зим} \cdot \cos \varphi, \quad (52)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{лет}} = \Delta S_{\text{лет}} \cdot \cos \varphi, \quad (53)$$

где  $\Delta S_{\text{зим}}$ ,  $\Delta S_{\text{лет}}$  – соответственно суммарные снижения нагрузки за выбранный период, МВА.

Из результатов теплового расчета  $\Delta S_{\text{зим}} = 136,694$  МВА·ч ,  $\Delta S_{\text{лет}} = 42,2$  МВА·ч.

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{зим}} = \Delta S_{\text{зим}} \cdot \cos \varphi = 136,694 \cdot 0,87 = 119 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{лет}} = \Delta S_{\text{лет}} \cdot \cos \varphi = 42,2 \cdot 0,87 = 36,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определим ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Y = 2 \cdot 0,02 \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot 175 \cdot \left( \frac{119 \cdot 213}{365} + \frac{36,7 \cdot 152}{365} \right) \cdot 365 = 1732 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость преобразования 1 кВт·ч электроэнергии до реконструкции (таблица 11).

Таблица 11 - Суммарные затраты по подстанции

Наименование затрат	Сумма тыс.руб.	Примечание.
Текущий ремонт и содержание оборудования	1620,3	Данные предприятия
Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах	1906	Из расчета
Ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям	1732	Из расчета
Заработная плата рабочих	567	Из расчета
Отчисления на социальные нужды (ЕСН 30%)	170	30% от фонда зарплаты
Социальное страхование (3%)	17	3% от фонда зарплаты
Заработная плата специалистов	518,4	Из расчета
Отчисления на социальные нужды (ЕСН)	155,5	30% от фонда зарплаты
Социальное страхование (3%)	15,55	3% от фонда зарплаты
Прочие расходы	670,2	10% от сумм предыдущих затрат.
Итого	7372	

Определяем себестоимость преобразования, распределения и подачи электроэнергии.

$$S = \text{Сумма всех затрат} / P_{\text{max}}, \quad (54)$$

где  $W_p$  – годовой объем потребленной электроэнергии, коп/кВт· час.

$$S = 7372/35000 = 0,21 \text{ коп/кВт} \cdot \text{ час.}$$

Себестоимость преобразования 1 кВт·ч электроэнергии после реконструкции (таблица 12).

Таблица 12 - Суммарные затраты по подстанции

Наименование затрат	Сумма тыс.руб.	Примечание
1	2	3
Амортизационные отчисления	1188	Из расчета
Текущий ремонт и содержание оборудования	540,1	2% от стоимости оборудования
Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах	1906	Из расчета
Заработная плата рабочих	567	Из расчета
Отчисления на социальные нужды (ЕСН 30%)	170	30% от фонда зарплаты
Социальное страхование (3%)	17	3% от фонда зарплаты
Заработная плата специалистов	518,4	Из расчета
Отчисления на социальные нужды (ЕСН)	155,5	30% от фонда зарплаты
Социальное страхование (3%)	15,55	3% от фонда зарплаты
Прочие расходы	507,55	10% от сумм предыдущих затрат.
Итого	5585,1	

Определяем себестоимость преобразования, распределения и подачи электроэнергии.

$$S = \text{Сумма всех затрат} / P_{\text{max}}$$

$$S = 5585,1/35000 = 0,16 \text{ коп/кВт} \cdot \text{ час.}$$

Технико-экономические показатели приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Технико-экономические показатели

Показатель	Единица измерения	Величина показателей
Годовой объем потребленной электроэнергии	кВт·ч	35000
Потери электроэнергии в трансформаторах	кВт·ч	1121
Количество обслуживающего персонала Дежурный электромонтер	чел	1
Рабочие ремонтники	чел	2
Фонд заработной платы	тыс.руб	1085,4
Себестоимость преобразованной электроэнергии	руб./кВт·ч	0,0016

Вывод: благодаря проведенной реконструкции оборудования, повышению надежности работы подстанции и снижению затрат на ремонты оборудования, себестоимость преобразования, подачи и распределения электроэнергии по подстанции удалось снизить с 0,21 до 0,16 коп/кВт·ч, что повысит доход предприятия.

#### 4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

В данной работе рассматривается повышение надежности электроснабжения. Электроснабжение потребителей осуществляется от подстанции 110/10/6 кВ «РГК».

Подстанция 110/10/6 кВ «РГК» предназначена для получения, трансформации и распределения электрической энергии. Подстанция получает электроэнергию по двум воздушным линиям электропередачи «ОКУНЕВО-РЕЖ1»; напряжением 110кВ. П/ст «РГК» состоит из ОРУ-110к В, которое занимает основную часть площади подстанции и технологического ЗРУ-10 кВ и ЗРУ-6 кВ. Основным ее оборудованием является:

- два силовых масляных трансформатора мощностью 25 МВА;
- элегазовые выключатели (основное коммутационное оборудование).

Район расположения подстанции - Урал.

На любом производственном объекте не исключается возможность наличия вредных и опасных факторов, действующих, в первую очередь на здоровье людей, а также на окружающую среду. Чтобы исключить воздействие этих факторов принимают специальные меры по их предотвращению. Рассмотрим некоторые факторы и их проявление на рассматриваемой п/ст 110/10/6 кВ «РГК».

Различные типы электроустановок высокого напряжения и, в первую очередь, ОРУ и ВЛ являются источниками электромагнитного излучения (ЭМИ). При нахождении персонала вблизи электроустановок и ВЛ, и на территории ОРУ, человек, находящийся на потенциале земли подвергается преимущественно воздействию электрического поля частотой 50Гц.

Магнитное поле, если рассматривать от человека до токоведущих частей, соответствует правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок, не представляет гигиенической значимости. Систематическое воздействие на человека электрического поля с уровнями, превышающими установленные в качестве предельно допустимых, может

привести к развитию ряда сдвигов функционального состояния иммунной, нервной, сердечнососудистой, эндокринной и других систем.

Биологическое действие электрического поля на человека определяется напряженностью электрического поля и продолжительностью пребывания в условиях его воздействия. В соответствии с [18]:

- предельно допустимый уровень напряженности воздействующего электрического поля устанавливается равным 25 кВ/м;
- пребывание в электрическом поле с уровнем напряженности превышающим 25 кВ/м, без применения индивидуальных средств защиты не допускается;
- пребывание в электрическом поле до 5 кВ/м допускается в течение всего рабочего дня;
- пребывание в электрическом поле от 20 до 25кВ/м допускается не более 10 минут.

Организационными мерами защиты являются не допуск к работе лиц моложе 18 лет, а также лиц с некоторыми болезнями. Для исключения вредного воздействия электрического поля на обслуживающий персонал уровни неблагоприятного воздействия электрического поля должны быть снижены до допустимых значений, что обеспечивается применением соответствующих средств защиты (экранизирующие средства, т.е. поглощающие экраны и одежда из металлизированной хлопчатобумажной ткани по [28]). Средства защиты подразделяются на:

- стационарные;
- переносные (передвижные);
- коллективные - экранизирующие устройства, которые могут быть общими и индивидуальными, согласно [28].

Согласно «Санитарным нормам и правилам защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого ВЛЭП переменного тока промышленной частоты» защита населения от воздействия электрического

поля ВЛЭП напряжением 220 кВ и ниже, удовлетворяющих требованиям [7] и [21], не требуется, т.к. напряжение на ВН подстанции 110 кВ.

Производственное освещение - это такая система естественного и искусственного освещения, которая позволяет работающим нормально осуществлять определённый технологический процесс.

Освещённость влияет на психику и физиологию организма человека. Улучшение освещённости приводит к увеличению производительности труда и способствует снижению травматизма. Работа оператора связана в основном с информацией, получаемой от приборов щита управления, и от ПЭВМ. В правильном понимании показаний этих приборов огромную роль играет освещённость. Освещение рабочего места производится естественным и искусственным освещением. Искусственное освещение предназначено для освещения в тёмное время суток или при недостаточности естественного освещения. В качестве искусственного освещения применяются лампы накаливания и люминесцентные лампы.

Согласно СНиП 23-05-95 [19], в производственных помещениях существуют нормы освещённости:

- комбинированное освещение - 400Лк, для высокой точности зрительной работы (считывание информации с ПЭВМ или щита управления);
- одно общее освещение - 200Лк;
- аварийное освещение (на важнейших местах) - 30Лк;
- показатель ослеплённости Р - 40;
- коэффициент пульсации  $k_{п}$  - 15%.

Освещение рабочего места оператора удовлетворяет этим требованиям. Общее наблюдение за ходом производственного процесса осуществляется при общем освещении 200Лк. Источник освещения - разрядные лампы.

Для хорошего самочувствия человека важно определённое сочетание температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха, т.е. микроклимат.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают ощущения теплового комфорта в течение смены, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности. При несоблюдении требований микроклимата нарушается самочувствие, появляется вялость, скованность, затрудняется переключение внимания, замедляется, быстрота мышления.

Оптимальные величины показателей микроклимата, [23]:

- а) в холодный период года:
  - температура воздуха - 21-23°C;
  - относительная влажность воздуха - 40-60%;
  - скорость движения воздуха — 0,1м/с.
- б) в тёплый период года:
  - температура воздуха - 22-24°C;
  - относительная влажность воздуха — 40—60%;
  - скорость движения воздуха — 0,2м/с.

Необходимая температура поддерживается центральным отоплением (зимой) и кондиционерами (летом).

При работах в ОРУ в зимнее время года персонал необходимо обеспечить тёплой спецодеждой, а также необходимо устраивать перерывы для согревания в тёплом помещении.

Рассматриваемая подстанция не является источником радиоактивного излучения и выбросов вредных газов и аэрозолей, ПДК которых приведены в ГОСТ 12.1.005-88.

Источником тепловыделения являются силовые трансформаторы. Но это тепловыделение незначительно, так что угрозы для здоровья и окружающей среды нет.

На территории подстанции не предусматривается постоянное движение транспорта. Оборудование подстанции имеет движущиеся части, но механические травмы от них исключены, так как движущиеся части



коммутационных аппаратов, находящихся в ОРУ, расположены гораздо выше человеческого роста.

Доступ к движущимся частям в КРУН 6 кВ вообще не возможно в нормальном режиме работы подстанции.

Источником электробезопасности является практически всё оборудование подстанции в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79 ССБС. Операторский пункт управления является помещением с повышенной опасностью, так как существует возможность одновременного прикосновения человека с имеющими соединение на землю металлоконструкциями зданий, аппаратов и т.д. с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования, с другой.

Поражающее действие электрического тока зависит от нескольких параметров: значение и длительность протекания тока, род и частота тока, а также от индивидуальных свойств человека. Электрический ток, действуя на организм человека, поражает внутренние органы и вызывает ожоги кожи. Проходя через организм, электрический ток производит термическое (ожоги, нагрев кровеносных сосудов, нервов, крови), электролитическое (разложение крови и других органических жидкостей, ведущее к значительным нарушениям их физико-химических составов) и биологическое (раздражение и возбуждение живых тканей организма, сопровождающееся непроизвольными судорожными сокращениями мышц) действие.

Существуют пороговые значения тока при частоте 50Гц, по [25]:

- пороговый осязаемый - 0,6 - 1,5мА;
- пороговый неотпускающий - 10 - 15мА;
- пороговый фибрилляционный - 50мА и выше.

Ток выше 15мА вызывает судороги мышц, которые человек сам преодолеть не может, возможен паралич дыхания. При поражении электрическим током выше 50мА могут возникнуть крайне опасные беспорядочные сокращения сердечной мышцы (фибриляция) и прекращения кровообращения. Всё это относится к длительному протеканию тока. Для

защиты от поражения электрическим током при замыканиях на корпус применяются следующие меры электробезопасности в соответствии с ГОСТ 12.4.155-85 ССБТ, ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ и ГОСТ 12.1.030-81:

- защитное заземление электроустановок;
- защитное зануление;
- выравнивание потенциалов;
- малые уровни напряжения,
- электрическое разделение сетей;
- изоляция токоведущих частей и оборудования;
- защитное отключение;
- обеспечение недоступности токоведущих частей;
- контроль изоляции оборудования;
- применение защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, коврики, изолирующие клещи и штанги);
- постоянное обучение электротехнического персонала безопасным приёмам и методам работы;
- защита от грозовых перенапряжений и прямых ударов молнии.

Однако, каждая из перечисленных выше мер защиты, имеет свою область применения. В некоторых случаях применяются одновременно две защитные меры. Но ни одна из перечисленных защитных мер сама по себе не даёт полной гарантии безопасности, поэтому самой главной гарантией электробезопасности является соблюдение всех правил обращения с электроустановками.

В дополнение к защитным мерам обеспечения электробезопасности являются защитные средства, которые в процессе эксплуатации подвергаются периодическим контрольным осмотрам, электрическим и механическим испытаниям в сроки и по нормам, указанным в ПТБ и «Инструкции по испытаниям защитных средств».

На подстанции пожарная безопасность обусловлена наличием в электрооборудовании горючих материалов (трансформаторного масла, изоляции кабелей, проводов). Наибольшая пожарная опасность исходит от маслонаполненных электроустановок (силовых трансформаторов) в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ, так как в ненормальных режимах, например перегрузка или витковые замыкания в маслонаполненном оборудовании, возможны разрыв и выплёскивание горячего масла, что может стать причиной пожара.

Кроме того, при КЗ в оборудовании происходит сильный перегрев и искрение в месте КЗ, которые также могут привести к пожару. Опасные факторы при пожаре:

- высокая температура (могут возникнуть ожоги);
- продукты сгорания (возможно отравление).

Для тушения пожаров на территории ОРУ предусмотрены пожарные щиты и пожарные краны, подключённые к внешней водопроводной сети, а также первичные средства пожаротушения, размещённые на специальных постах.

Кабельные лотки и каналы имеют несгораемые перекрытия и утепления.

Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов обеспечивается соблюдением режимов работы, норм качества масла, содержанием в исправном состоянии всех устройств трансформатора.

Трансформаторы оборудуются стационарными установками пожаротушения. При возникновении пожара на трансформаторе, он должен быть отключен от сети всех напряжений и защищен (т.е. заземлён).

Персонал должен проконтролировать включение установки пожаротушения, вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения (ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ).

Из помещения технологического ЗРУ- 6кВ предусмотрено по два выхода размером 1400x2000мм. Выходы расположены таким образом, чтобы расстояние от любой точки до выхода не превышало 30м. Двери из

распредустройства открываются наружу и имеют самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

Строительные конструкции технологического ЗРУ-6кВ отвечают требованиям в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ [20], а также правилам пожарной безопасности ППБ 01-03. Здания сооружаются из огнестойких материалов и оборудуются датчиками обнаружения пожара. Во всех помещениях подстанции находятся пожарные щиты и ёмкости с сухим песком.

На рассматриваемой ПС 110/10/6кВ «РГК» обязательно предусматриваются средства сигнализации и оповещения персонала подстанции в случае возникновения пожара.

Помещение ЗРУ должно быть укомплектовано первичными средствами пожаротушения согласно норм (прил. 1, таб. 3 Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности ВППБ 01-04-98);

- огнетушитель ОП-10 - 1 шт.;
- огнетушитель ОУ-2 (ОУ-5) - 1 шт.;
- ящик с песком ёмкостью 0,5м<sup>3</sup> - 2 шт.

Курение в помещении ЗРУ запрещено. Место для курения устанавливается, по согласованию с органами Пожнадзора, приказом по предприятию, и оборудуется, согласно норм, в отведённом месте.

При необходимости проведения огневых работ в помещении ЗРУ, работы оформляются нарядом допуском в установленном порядке.

Шкафы ячеек КРУ в помещении ЗРУ должны регулярно очищаться от пыли, в помещении ЗРУ не реже двух раз в месяц должна проводиться влажная уборка полов проходов и в технологическом коридоре ЗРУ.

В помещении ЗРУ запрещается устраивать кладовые, хранить электротехническое оборудование, запасные части, ёмкости СКЖ и баллоны с газами.

Для исключения возможных причин возникновения пожара необходимо неукоснительное соблюдение всеми работниками подстанции правил пожарной

безопасности. По степени огнестойкости объект относится ко второй категории.

Согласно ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [13], все металлические части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений при соприкосновении.

Заземление обязательно во всех электроустановках при напряжении выше 380В переменного тока, особо опасных и наружных установках - при напряжении 42В и выше постоянного тока.

В электрических сетях и установках заземляются корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлических конструкций, связанных с установками электрооборудования.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы электроустановки или аппарата, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов, генераторов, дугогасительных катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановок.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным.

Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, металлические трубопроводы, проложенные в земле, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов; металлические и железобетонные

конструкции зданий, находящихся в соприкосновении с землёй, свинцовые оболочки кабелей; заземлители опор ВЛ, соединённые с заземляющим устройством грозозащитных тросом и т.д.

Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

В качестве искусственных заземлителей применяют круглую прутковую сталь диаметром не менее 10 мм (не оцинкованная) и 6 мм (оцинкованная), полосовую сталь толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм<sup>2</sup>. Сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок выше 1 кВ выбирается по термической стойкости ( $Q > k_{\text{доп}} = 400 \text{ } ^\circ\text{C}$ ).

Количество горизонтальных заземлителей, а также и вертикальных (уголков, стержней) определяется расчётом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения.

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладываются заземляющие полосы на глубине 0,5 - 0,7 м вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т.е. образуется сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

При пробое изоляции в каком-либо аппарате его корпус и заземляющий контур окажутся под некоторым потенциалом:  $U_j = I_j \cdot R_j$ .

Растекание тока  $I_j$  с электродов заземлителей приводит к постепенному уменьшению потенциала почвы вокруг них. Внутри контура заземления потенциалы выравниваются, поэтому, прикасаясь к поврежденному оборудованию, человек попадает под небольшую разность потенциалов  $U_{\text{пр}}$  (напряжение прикосновения), которая составляет некоторую долю потенциала на заземлителе:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot U_j,$$

где  $k_{\pi}$  - потенциал напряжения прикосновения, зависящий от условий растекания тока.

Шаговое напряжение, т.е. разность потенциалов между двумя точками поверхности, расположенными на расстоянии 0,8м, внутри контура невелико ( $U_{\text{шаг1}}$ ). За пределами контура шаговое напряжение увеличивается ( $U_{\text{шаг2}}$ ). При больших токах замыкания на землю для уменьшения  $U_{\text{шаг}}$  по краям контура у входов и выходов укладывают дополнительные стальные полосы. Задачей защитного заземления является снижение до безопасной величины напряжений  $U_j$ ,  $U_{\text{пр}}$ ,  $U_{\text{шаг}}$ .

В установках ПО кВ и выше с эффективно-заземленной нейтралью, к которым относится и рассматриваемая подстанция, замыкание на землю является КЗ, и быстро отключается релейной защитой, в результате чего уменьшается вероятность попадания под напряжение  $U_{\text{пр}}$ ,  $U_{\text{шаг}}$ .

Токи однофазного КЗ значительны, поэтому резко возрастает потенциал на заземлителе. В этих установках нормируется величина  $U_{\text{пр}}$ , которая определяется в зависимости протекания тока через тело человека, и величина  $R_j$ . Напряжение  $U_{\text{шаг}}$  не нормируется, т.к. путь тока нога - нога для человека менее опасен, чем путь рука - ноги.

Согласно [13], заземляющие устройства электроустановок выше 1кВ сети с эффективно-заземленной нейтралью, к которым относится рассматриваемая подстанция, выполняются с учетом сопротивления  $R_3 < 0,5$  Ом.

Заземляющие устройства, к которым предъявляются требования по сопротивлению, должны удовлетворять этим требованиям, включая сопротивление естественных заземлителей, в любое время года.

Аварийное отключение ПС 110/10/6кВ «РГК» может привести к большому народнохозяйственному ущербу и человеческим жертвам, т.к. от неё, отходит целый ряд линий, питающих большое количество потребителей, связанных с взрывчатыми веществами.

В результате поражения молнией, в электрических линиях возникают волны перенапряжений, распространяющиеся в обе стороны от места удара и

до подстанции. Разрядное напряжение изоляции линий должно быть выше амплитуды этих волн.

При распространении по линиям, волны перенапряжений испытывают искажение и затухание, и тем не менее они представляют реальную опасность для подстанции. Это обеспечивается тем, что уровень подстанционной изоляции по экономическим соображениям всегда значительно ниже, чем уровень линейной изоляции, и что напряжение на изоляции подстанции (при отсутствии специальной защиты) в результате волновых переходных процессов может оказаться значительно больше амплитуды проходящей на подстанцию волны. Поэтому на ПС 110/10/6кВ «РГК» необходимо иметь специальную защиту от волн, набегающих с линии. Такая защита осуществляется с помощью вентильных разрядников.

Прямой удар молнией является наиболее опасным из всех проявлений с точки зрения поражения зданий и сооружений. В настоящее время защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии осуществляется путем установки различных молниеотводов.

На практике существует несколько типов молниеотводов: стержневые, тросовые, антенные, сигнальные, которые непосредственно устанавливаются на защищаемом сооружении. Кроме того, на защищаемом сооружении для комплексной защиты применяются комбинированные типы молниеотводов (тросово-стержневые).

Молниеотвод представляет собой возвышающееся над защищаемым объектом металлическое устройство, воспринимающее прямой удар молнии и отводящее токи молнии (посредством определённой системы заземления) в землю.

В ОРУ-110 кВ и выше допускается установка молниеотводов непосредственно на конструкциях ОРУ. Зона защиты молниеотводов это боковая поверхность кругового конуса - для одиночного молниеотвода.



Каждый молниеотвод образует вокруг себя строго определенное пространство, вероятность попадания в которое молнии практически равно нулю.

Здоровье и безопасные условия труда электротехнического персонала, эксплуатирующего электрические установки, отсутствие отрицательного влияния на окружающую среду обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм, как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации.

Для обслуживания установки на работу принимается только подготовленный персонал, годный по состоянию здоровья для работы в действующих электроустановках, знающих ПУЭ, ПТЭ ЭП и МОП по ОТ (ПБ).

Оборудование рассматриваемой подстанции смонтировано в соответствии с ПУЭ, которое предусматривает соответствующие меры электробезопасности для обслуживающего персонала. Персонал, обслуживающий подстанцию, располагает схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных режимах. Согласно ПУЭ и ПТЭ ЭП на подстанции проводятся периодические осмотры электрооборудования РУ. Перед допуском к ремонту, напряжение снимается путем отключения выключателей и разъединителей. Приводы отключенных аппаратов запираются на замок. На рукоятки вывешиваются плакаты «Не включать, работают люди». В цепи оперативного тока автоматических выключателей необходимо снять плавкие предохранители на обоих полюсах.

Рассматриваемая ПС 110/10/6кВ «РГК» оборудована стационарными заземляющими ножами. Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет.

В местах, где стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

Территория ОРУ ограждается внешним забором высотой 2 м, чтобы предотвратить попадание на территорию случайных посторонних лиц и избежать несчастных случаев.

На рассматриваемой подстанции установлены два трансформатора. Вдоль трансформаторов предусматривается проезд не менее трех метров и пожарный подъезд к каждому из них.

До начала ремонтных работ на основном оборудовании проверяется отсутствие напряжения на всех выводах обмоток, на них накладываются переносные заземления, чем гарантируется невозможность появления напряжения на участке ремонтируемого трансформатора.

На рассматриваемой ПС 110/10/6кВ «РГК» ЗРУ-10 кВ ЗРУ-6 кВ выполнено в виде ячеек КРУ внутренней установки. Конструкция шкафов КРУ выкатного типа предусматривает двухрядную установку шкафов, при которой образуется технологический коридор обслуживания данных рядов распреустройства. Для безопасного обслуживания и локализации аварийных ситуаций корпус шкафа разделен на отсеки металлическими перегородками и автоматически закрывающимися шторками.

При обслуживании электроустановок напряжением выше 1000В, обслуживающий персонал должен иметь квалификацию по ТБ не ниже 4 группы, а в установках до 1000В группу не ниже 3.

Оперативные переключения в технологическом ЗРУ-10 кВ и ЗРУ-6 кВ подстанции производятся электротехническим оперативным персоналом по распоряжению диспетчера, с записью в оперативный журнал подстанции, причем оперативный персонал должен контролировать старший по должности, т.е. инженер по эксплуатации электрооборудования компрессорных цехов. Оперативный персонал один может производить оперативные переключения при наличии электромагнитных блокировок на разъединителях.

При подготовке работ или при производстве рабочего места с полным или частичным снятием напряжения должны быть выполнены следующие организационные и технические мероприятия.

#### Организационные мероприятия:

- оформление работ нарядом, расположением или перечнем работ,

выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое место, окончания работы.

#### Технические мероприятия:

- произвести необходимые отключения и принять меры, препятствующие подаче напряжения к месту работы, вследствие ошибочного самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления

коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они

отсутствуют, установлены переносные заземления);

- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при

необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части,

вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

При работе вблизи токоведущих частей, находящихся под напряжением, необходимо обеспечить соответствующее расположение рабочих по отношению к ним, во избежание быть пораженным электрическим током.

При соблюдении всех правил ТБ, при обслуживании электроустановок на подстанции и соответствующих инструкций жизни человека ничего угрожать не должно.

При работе электростанции должны приниматься меры по ограничению прямого и косвенного воздействия на окружающую среду и для предупреждения выбросов загрязняющих веществ не должно превышать нормы загрязняющих веществ в атмосферу, водоёмы (ГОСТ 12.3.020-80 ССБТ). Количество загрязняющих веществ не должно превышать нормы предельно допустимых выбросов в атмосферу и водные объекты; нормы предельно допустимых сбросов и шумовое воздействие; нормы звуковой засоренности, установленные для каждого энергообъекта.

Воздействие на растительность и почвенный покров при электроснабжении ПС.

Факторами негативного воздействия на растительный покров являются:

- непосредственное уничтожение растительного покрова в пределах полосы отвода;
- подтопление и, как следствие этого, изменение структуры фитоценозов;
- уничтожение и последующее изменение растительных группировок в результате загрязнения нефтепродуктами и сточными водами при аварийных ситуациях;
- уничтожение и нарушение растительности в результате пожаров.

Воздействие атмосферных загрязнителей затрагивает многие стороны жизни растений. Вещества токсиканты адсорбируются на клеточных оболочках, нарушают структуру и функциональную активность клеточных мембран, благодаря чему создаются условия для проникновения токсикантов внутрь клетки и нарушений обмена веществ. В результате резко снижается фотосинтез, нарушается работа ферментных систем. Признаки поражений растений токсикантами выражаются в некрозе края листьев, их побурении, уродливых формах роста, скручивании, «ожогах», а в тяжелых случаях — засыхании и отпадании листьев и хвои, отмирании растений.

Болотные сообщества по отношению к атмосферному загрязнению более устойчивы, чем лесные экосистемы. Воздействие идет, в основном, через усиление кислотности торфяного субстрата и уменьшение продуктивности биологической массы.

Воздействие на почвенный покров произойдет, в первую очередь, в результате механического воздействия, а также загрязнения буровыми растворами, шламом и минерализованными водами при аварийных ситуациях.

Строительство ВЛ и ГПП приводит к значительным изменениям свойств почв и грунтов: изменяются последовательность залегания почвенных горизонтов, их структурные особенности и прочностные свойства, увлажненность и т.д.

В пределах строительных площадок произойдет нарушение верхних почвенных горизонтов, частичное захоронение их грунтом. Площадь нарушения в пределах дренированных территорий, занятых лиственнично-сосновыми лесами на иллювиально-железистых подзолах составляет около 21,84 га. Данный тип почв обладает слабым потенциалом самовозобновления и восстанавливаются в течение длительного времени (15-20 лет). Гумусонакопление будет происходить за счет минерализации остатков трав. Значительное нарушение получают иллювиально-гумусовые почвы (15,43 га), они так же восстанавливаются в течении длительного времени, вероятно локальное подтопление наиболее низинных участков.

Промышленное освоение приведет к нарушению теплообмена на поверхности почв и в грунтах: нарушится или уничтожится на площадках строительства почвенно-растительный покров, изменятся условия снегонакопления, состав и дренаж поверхностных отложений, плотность и влажность грунтов. На насыпных сооружениях (кустовые площадки, площадки УКПГ, промзона) в придолинных участках при пересечении их линейными сооружениями возможна активизация эрозионных процессов.

Мероприятия по предотвращению и уменьшению воздействия на растительность и почвенный покров

На площадке промзоны запроектирована подстанция 110/10/6 кВ.

Геологический разрез территории представлен в основном песками различной степени крупности с линзами суглинка. На заболоченных участках мощность торфа 0,5-2,0м. На болотных массивах встречаются участки грунтов в вечномерзлом состоянии.

Линии запроектированы с учетом нанесения минимального ущерба окружающей среде - ВЛ проходят в коридорах коммуникаций, чем достигается минимальная площадь вырубки просеки леса.

На залесенных участках трассы проектом предусматривается вырубка просеки шириной, определенной ПУЭ и требованиями ВСН № 14278тм-т1 "Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ".

Проектом предусматривается строительство линий электропередачи в зимнее время, поэтому вредное воздействие на окружающую среду, в том числе на водотоки, сведено к минимуму.

Для исключения попадания в грунт трансформаторного масла при аварийных ситуациях с трансформаторами 110/10/6 кВ под каждым из них сооружаются емкости, рассчитанные на прием полного объема масла. Масло собирается в специальный маслоприёмник, а затем вывозится на переработку, исключая тем самым его попадание на почву и в сточные воды;

Благодаря принятым мероприятиям, воздействие на окружающую среду сведено к минимуму.

Рассматриваемая п/ст 110/10/6кВ «РГК» является экологически безопасным объектом вследствие того, что:

- полностью отсутствуют вредные выбросы в атмосферу и водную среду;
- отсутствуют радиоактивные излучения;
- напряжённость электромагнитных полей, создаваемых электрооборудованием подстанции, не превышает предельно допустимых норм;

- защита от шума не требуется, в виду малого шумового воздействия и удалённости от жилой зоны;

- отсутствие отходов производства: на подстанции присутствует аппаратура, из которой возможна утечка масла, загрязняющего почву. Эти утечки необходимо своевременно устранять.

- талая вода и осадки сливаются в ливневую канализацию;

- для защиты грунта производится озеленение территории (посадка деревьев и кустарников, посев многолетних трав).

Рассмотренные в разделе «Безопасность и экологичность проекта мероприятия призваны обеспечить безопасность обслуживающего персонала, улучшить условия труда, понизить степень риска, свести до минимума травматизм и число несчастных случаев в процессе обслуживания ПС 110/10/6кВ «РГК».

Измерения, проводимые специализированной лабораторией, на ПС 110/10/6кВ «РГК» показали, что вредные условия отсутствуют, т.к. измеренные величины оказались ниже допустимых значений соответствующих нормативных документов. На основании этого, дополнительных мероприятий по снижению вредных факторов проводить не надо.

На подстанции 110/10/6кВ «РГК» соблюдаются все меры безопасности при обслуживании технологического ЗРУ-10кВ и ЗРУ-6кВ, а также соблюдены нормы пожаробезопасности. Предусмотрены все средства индивидуальной защиты и пожаротушения.

В таблице 14 приведены результаты замеров по п/ст 110/10/6кВ «РГК» на 2015 г.

Таблица 14– Результаты замеров по подстанции «РГК»

Вредные/опасные факторы	Измеренные величины	ПДУ/ПДК
Электромагнитное поле	0,056 кВ/м	25кВ/м
Шум	32дБА	60дБА
Вибрация	отсутствует	
Освещённость	216 Лк	200Лк
Микроклимат:		
температура воздуха	23°С	21-24°С
относительная влажность воздуха	47%	40-60%
скорость движения воздуха	0,1м/с	0,1-г0,2м/с
Излучения, вредные газы и аэрозоли, жидкие стоки, тепловыделения	отсутствует	

Подстанция 110/10/6кВ «РГК» является экологически безопасным объектом, который может эксплуатироваться без нанесения вреда обслуживающего персонала и окружающей среде при соблюдении всех правил и норм.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе выполнено реконструкция коммутационного оборудования понизительной подстанции «РГК» 110/10/6 кВ расположенной на территории предприятия ООО «Режевской камне – дробильный завод.

Работа была выполнена в соответствии с требованиями ПУЭ, ПЭЭБ, ПТБ.

Дана характеристика объекта реконструкции.

Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании чего, произведён выбор и проверка электрооборудования коммутационного оборудования понизительной подстанции «РГК» 110/10/6 кВ. Так же были выбраны трансформаторы тока и напряжения. Произведен расчет защитного контура заземления и молниезащита.

Так же произведен расчет технико-экономических показателей.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта. Выбраны меры по технике безопасности, электробезопасности, противопожарной защите и промышленной санитарии, воздействия на окружающую среду. И сделаны выводы.

На ПС 110/10/6кВ «РГК» соблюдаются все меры безопасности при обслуживании технологического ЗРУ-10кВ и ЗРУ-6кВ, а также соблюдены нормы и пожаробезопасности. Предусмотрены все средства индивидуальной защиты и пожаротушения.

Подстанция 110/10/6кВ «РГК» является экологически безопасным объектом, который может эксплуатироваться без нанесения вреда обслуживающего персонала и окружающей среде при соблюдении всех правил и норм.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Ю.Г. Барыбин. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 464с.
2. Баумштейн И.А. Справочник по электроустановкам высокого напряжения / И.А. Баумштейн, С.А. Бажанов. 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 768с.
3. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. - М.: Академия, 2009. - 312с.
4. Карапетян И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с.
5. Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей / С.Е. Кокин. - Екатеринбург, 2015. - 100с.
6. Крючков И.П. Справочные материалы. Электрическая часть электростанций и подстанций / И.П. Крючков, Н.Н. Кувшинский, Б.Н. Неклепаев. - М.: Энергия, 2003. - 336с.
7. Макаров Е.Ф. Справочник по электросетям 0,4 - 35 кВ и 110 - 1150 кВ. Том 2. - М.: Папирус, ЭНАС - Глобус, 2008. - 624с.
8. Межотраслевые правила по охране труда. - М.: ЭНАС, 2004. - 80с.
9. Михайлов Л.А. Безопасность жизнедеятельности: учебник для студентов высших учебных заведений / Л. А. Михайлов, В. М. Губанов, В. П. Соломин. - М.: Издательский центр «Академия», 2008. - 272с.
10. Морозова И.М., Кузнецов Ю.В. Проектирование схем энергоснабжения промышленных предприятий и городов: Учебное пособие. Екатеринбург, 2005. - 86с.
11. Правила устройства электроустановок. 7 - ое издание, М.: ЭНАС, 2013. - 556с.
12. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и

подстанций. - М.: Академия, 2011. - 648с.

13. Правила устройства электроустановок. Главгосэнергонадзор России. М.:1998.-607с.

14. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. М: «Издательство НЦ ЭНАС», 2001.-211с.

15. Н.И.Тримбач. Расчёт релейной защиты 10кВ для технологического и импортного ЗРУ-10кВ КЛПУ МГ. Югорск, 1995. -16с.

16. Рабочие чертежи. Электротехническая часть. Том I. Свердловск, 1981.

17. СНиП 11-12-77. Защита от шума. М.: Стройиздат, 1978.-22с.

18. СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение. М.: Стройиздат, 1995.-35с.

19.СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы и правила. М.: Стройиздат, 1997.-31с.

20. СанПиН 29-71-84. Правила охраны высоковольтных электрических сетей. М.: Госкомсанэпиднадзор России, 1991.-19с.

21. СанПиН 58-02-91. Выполнение работ в условиях воздействия электрических полей промышленной частоты. М.: Госкомсанэпид- надзор России, 1991.-19с.

22. СанПиН 2.2.2.548-96. Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Госкомсанэпиднадзор России, 1996.-21с.

23. ГОСТ 12.1.003-76. Шум. М.: Издательство стандартов, 1983.-14с.

24. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. М.: Издательство стандартов, 1985.-6с.

25. ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности. М.: Госстандарт, 1984.-12с.

26. ГОСТ 12.4.154-85.Устройства, экранизирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. М.: Издательство стандартов,

1985.-10с.

27. ГОСТ 13.109-87. Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии. М: Госстандарт, 1987.-34с.

28. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Виброускорение. М: Госстандарт, 1984.-12с. Правила пожарной безопасности в Рос. Федерации. М.:МВД Р.Ф, 1993.-43с.