

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
Направленность (профиль) образовательной программы «Электроэнергетика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция открытого распределительного устройства  
Благовещенской ТЭЦ напряжением 110 кВ в связи с заменой масляных  
выключателей на элегазовые

Исполнитель  
студент группы 942об1

Я.И. Бахов

\_\_\_\_\_ подпись, дата

Руководитель  
Доцент

А.Г. Ротачева

\_\_\_\_\_ подпись, дата

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

А.Б. Булгаков

\_\_\_\_\_ подпись, дата

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

Л.А. Мясоедова

\_\_\_\_\_ подпись, дата

Благовещенск 2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 20 » 02 2023 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Бахова Яниса Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция открытого распределительного устройства Благовещенской ТЭЦ напряжением 110 кВ в связи с заменых масляных выключателей на элегазовые

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-УЧ )

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные преддипломной практики, подробная однолинейная схема БТЭЦ, данные контрольных замеров, технические характеристики электротехнического оборудования.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ существующей схема распределительного устройства, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования, расчет системы заземления и молниезащиты, расчет уставок защит ВЛ

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) графическая часть работы содержит шесть листов формата А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна,  
доцент

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 20.02.2023

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 стр., 16 рисунков, 39 таблиц, 113 формул, 28 источников, 1 приложение.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, МАСЛЯНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТЕПЛОВАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕЖИМ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ВТОРИЧНЫЕ ЦЕПИ, АВТОМАТИКА ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данной работе проведен анализ состояния распределительного устройства высокого напряжения 110 кВ на Благовещенской ТЭЦ в частности такого оборудования как выключатели 110 кВ, на основании полученных данных проведена глубокая реконструкция данного устройства с полной заменой устаревших выключателей на современные элегазовые. Проведен расчет токов нагрузки всех присоединений, а также токов короткого замыкания. Выбрано основное и вспомогательное электротехническое оборудование и проведена его проверка по условиям электродинамической, термической и коммутационной стойкости к токам КЗ. В экономической части работы проведен расчет основных экономических аспектов при реконструкции распределительного устройства. В части безопасности жизнедеятельности определены основные методы безопасной эксплуатации электротехнического оборудования.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВВ – выключатель высоковольтный;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

МЗ - микропроцессорная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока;

ЭС – электрическая станция.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика Благовещенской ТЭЦ	9
2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
3 Анализ существующей схеме распределительного устройства высокого напряжения БТЭЦ	12
4 Реконструкция распределительного устройства 110 кВ БТЭЦ	16
5 Расчет токов короткого замыкания	18
5.1 Расчет токов трехфазного КЗ	21
5.2 Расчет токов однофазного КЗ	32
6 Выбор оборудования РУ 110	41
6.1 Выбор выключателей 110 кВ для ВЛ	41
6.2 Выбор выключателей 110 кВ для трансформаторов	44
6.3 Выбор обходного и шиносоединительного выключателя 110 кВ	46
6.4 Выбор разъединителей 110 кВ	48
6.5 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	51
6.6 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ	57
6.7 Выбор ОПН	58
6.8 Выбор гибких шин	60
6.9 Выбор изоляторов 110 кВ	62
7 Расчет системы заземления	65
8 Защита от прямых ударов молнии	68
9 Защита и автоматика ВЛ БТЭЦ - ПС Западная	70
9.1 Дистанционная защита	70
9.2 Токовая отсечка	72
9.3 Токовая защита нулевой последовательности	74
9.4 Автоматическое повторное включение	76
9.5 Устройство резервирования отказа выключателя	77
9.6 Автоматическая частотная разгрузка	79

9.7 Устройство передачи аварийных сигналов и команд	80
10 Расчет экономических показателей	82
11 Безопасность и экологичность	84
11.1 Безопасность	84
11.2 Экологичность	87
11.3 Чрезвычайные ситуации	91
Заключение	98
Библиографический список	99
Приложение А - Расчет молниезащиты	102

## ВВЕДЕНИЕ

Данная работа рассматривает вариант реконструкции распределительного устройства высокого напряжения 110 кВ Благовещенской ТЭЦ в связи с требованиями повышения надежности и качества электроснабжения потребителей. В работе планируется рассмотреть вариант установки современного и надежного оборудования на данном объекте электроэнергетики. Рассматривается вопрос замены устаревших многообъемных масляных и маломасляных выключателей 110 кВ на современные элегазовые. Так же будет рассмотрен вопрос замены такого оборудования как шины, разъединители и измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Актуальность данной работы заключается в том, что в настоящее время состояние электротехнического оборудования распределительного устройства высокого напряжения 110 кВ на Благовещенской ТЭЦ является удручающим, т.к. за все время существования данного объекта был заменен на современный всего один выключатель из 12 первой очереди, при этом остальное оборудование такое как шины, разъединителем, измерительные трансформаторы не менялись ни разу что привело к значительному снижению надежности работы данного узла электростанции. Основная проблема, которая часто встречается в повседневной эксплуатации данного распределительного устройства это периодические отказы и выходы из строя выключателей при коммутационных операциях, аварийные нагревы на разъединителях при незначительных токах нагрузки, частичное разрушение опорных конструкций и изменение их геометрии, значительное количество нарушений требований нормативно технической документации при строительстве первой очереди данного объекта.

Целью данного проекта является определение наиболее выгодного как с экономической точки зрения, так и с точки зрения надежности варианта

реконструкции распределительного устройства высокого напряжения 110 кВ Благовещенской ТЭЦ.

Для достижения поставленной цели в данной работе предусматривается решение следующих задач: Расчёт токов нагрузки и токов короткого замыкания на всех присоединениях и секциях шин РУ 110 кВ, выбор основного и вспомогательного электротехнического оборудования для данного РУ с последующей проверкой к токам КЗ. Расчет экономических показателей при реконструкции, определение основных опасных производственных факторов при эксплуатации электрооборудования.

Для достижения поставленной цели в данной работе применялись следующие программные продукты: математический программный комплекс Mathcad, графический редактор Visio, текстовый и табличный редактор Microsoft Word, Excel



## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ТЭЦ

«Благовещенская ТЭЦ» – теплоэлектроцентраль, расположенная в городе Благовещенске. Является одним из подразделений филиала «Амурская генерация» ОАО «Дальневосточная генерирующая компания».

Станция на 85% снабжает тепловой энергией промышленные предприятия и жителей города, а также вырабатывает седьмую часть всей электроэнергии, потребляемой в Амурской области.

В настоящее время установленные электрическая мощность первой очереди теплоцентрали равна 280 МВт, тепловая – 817 Гкал/час.

Сегодня на Благовещенской ТЭЦ в качестве первой очереди работают 3 турбоагрегата: ПТ-60-130/13-1,2 и 2хТ-110/120-130-4, при этом так же введены в эксплуатацию объекты второй очереди

Официально ТЭЦ Благовещенска была принята в эксплуатацию в 1976-ом году, после того как были пущены 2 водогрейных котла. Однако полностью строительство первой очереди теплоцентрали было завершено лишь в декабре 1985го года вводом в эксплуатацию котлоагрегата № 3. После этого установленная мощность станции достигла проектной мощности и составила 280 МВт электрической и 689 Гкал/час тепловой мощности.

Строительство второй очереди Благовещенской ТЭЦ было начато в 1988-ом году. Котел № 4 был принят в промышленную эксплуатацию в декабре 1994го года, а в 1999ом начала работать градирня № 3. Затем строительно-монтажные работы были приостановлены, однако, в связи со строительством в Благовещенске Северного микрорайона, в 2009ом году было принято решение о возобновлении сооружения второй очереди ТЭЦ.

Активная фаза строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ началась в конце 2013 года с выбора генерального подрядчика, им стало ОАО "Силовые машины". За проектирование отвечает ЗАО "КОТЭКС". Этот энергетический проект реализуется в рамках единой инвестиционной программы ОАО «РусГидро» по развитию энергетики «Дальневосточного

региона». Оперативное управление осуществляет ОАО РАО «Энергетические системы Востока», заказчиком строительства выступает ЗАО «Благовещенская ТЭЦ» (на сто процентов принадлежащее ОАО «РусГидро»).

К началу 2014 года были закончены все экспертизы и проверки проектной - сметной документации и получены разрешения на строительство 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ. После этого ОАО «Силовые машины» приступили к работам по подготовке площадки под турбинную установку и котлоагрегаты, монтажу конструкций главного корпуса. По договору компания выполнит весь комплекс работ "строительство, монтаж и пуско-наладочные работы, изготовит основное энергетическое оборудование и выберет поставщиков котельного и вспомогательного оборудования.

В настоящее время на БТЭЦ установлены и введены в эксплуатацию: паровая турбина 120 МВт мощности, произведенная ОАО «Силовые машины», пылеугольный паровой котел производства завода «Красный котельщик», высоковольтный, силовой и блочный трансформаторы совместного производства ОАО «Силовые машины» и корпорации «Toshiba». С окончанием строительства 2-й очереди станции в городе Благовещенске будут удовлетворены текущие запросы промышленных и коммунальных потребителей в горячей воде и паре, создан резерв электрических и тепловых мощностей. Также будет закрыта часть небольших малоэффективных котельных, тем самым улучшив экологическую составляющую промышленного города.

Проектная электрическая мощность 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ составляет – 130 МВт, тепловая – 817 Гкал/час. При этом суммарная электрическая мощность станции составляет 410 МВт, тепловая 1005 Гкал/ч, годовая выработка электроэнергии составит 464 млн. кВт/ч. В виде топлива будет использоваться уголь, добываемый в Амурской области с разреза «Ерковецкий».

## 2 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

В данном разделе приводится климатическая характеристика местности которая необходима для правильного выбора и проверки электротехнического оборудования, в частности район по ветру, район по гололеду необходимы для выбора оборудования распределительного устройства, температура воздуха необходима для проверки выбранного оборудования, число грозových часов необходимо для расчета системы молниезащиты РУ, степень загрязнения атмосферы необходима для правильного выбора изоляторов, глубина промерзания грунтов применяется при расчете заземляющего устройства.

Необходимые данные представлены в таблице 1 [23]/

Таблица 1 – Климатическая характеристика

Параметр	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м <sup>2</sup> )	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Температура воздуха высшая, (°С)	41
Температура воздуха низшая, (°С)	-45
Температура воздуха среднегодовая, (°С)	0
Число грозových часов	50
Степень загрязнения атмосферы	II
Глубина промерзания грунтов (м)	2,0
Преобладающее направление ветра	Западное, Северо-западное

Указанные в таблице 1 данные будут использованы в дальнейших расчетах и при выборе оборудования.

### 3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ РАСПЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ВЫСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ БТЭЦ

Однолинейная схема распределительного устройства высокого напряжения 110 кВ на Благовещенской ТЭЦ представлена на рисунке 1, рассмотрим ее подробно.

Схема, по которой выполнено данное распределительное устройство «две рабочие не секционированные системы шин с обходной системой шин и раздельными шиносоединительным и обходным выключателями», данная схема применяется на электростанциях и имеет очень высокую степень схемной надёжности благодаря значительному количеству коммутационных аппаратов и секций шин. Так же следует отметить что данная схема РУ позволяет выводить в ремонт любое присоединение с потребителем или источником без перерыва потока мощности на нем благодаря использованию обходного выключателя, так же без перерыва в электроснабжении могут поочередно выводиться и системы шин при использовании префиксации присоединений.

*Рассмотрим основные достоинства данной схемы:*

- Высокая надёжность питания потребителей
- Многократное резервирование
- Относительно простая схема

*Основные недостатки*

- Большое количество коммутационных аппаратов приводит к значительному количеству ремонтов данного оборудования
- Сложность оперативных переключений при переводе присоединения на обходной выключатель
- Высокая стоимость обслуживания данного распределительного устройства

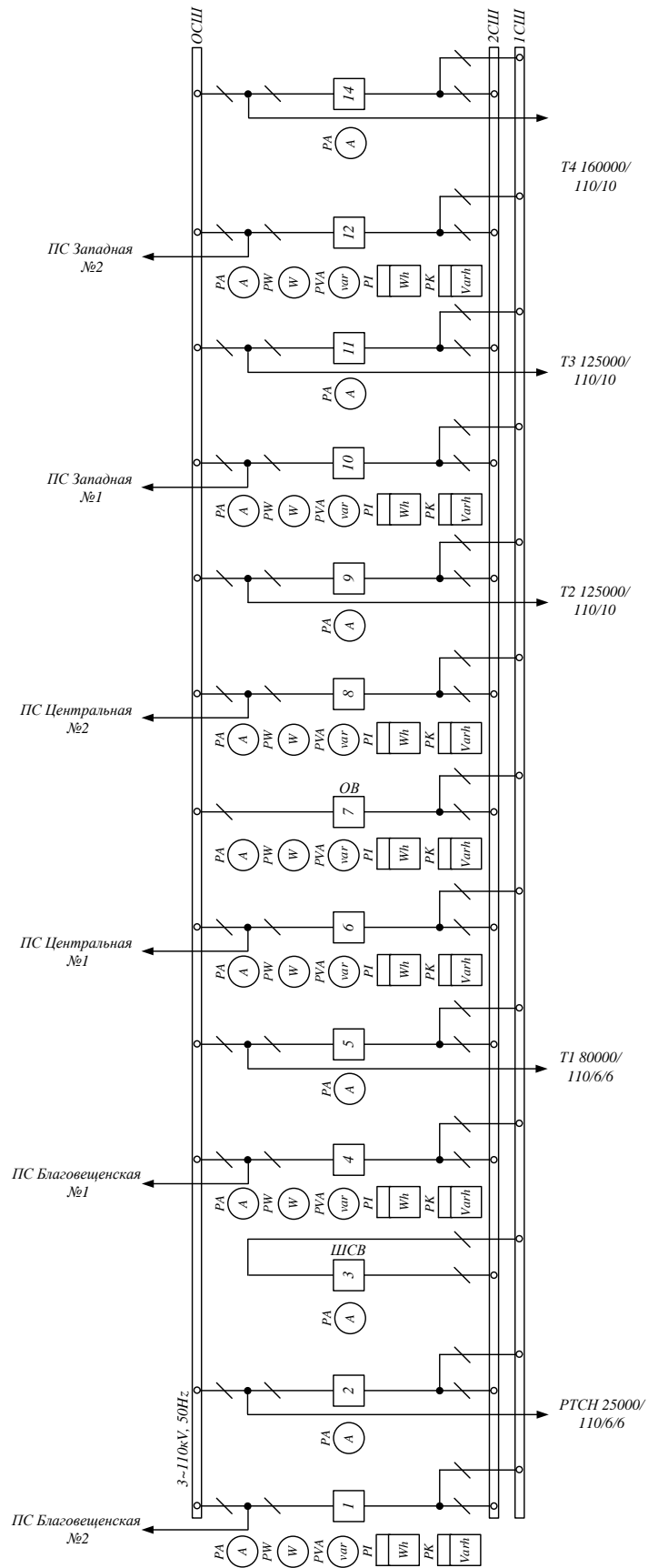


Рисунок 1 - Однолинейная схема распределительного устройства 110 кВ  
Благовещенской ТЭЦ

Рассмотрим подробно оборудование, установленное на каждой ячейке данного распределительного устройства:

Яч. № 1,2,4,5,6,7,8,9,11 – в данном случае установлены выключатели 110 кВ типа МКП – многообъемные баковые выключатели (год ввода в эксплуатацию 1985), разъединители РНДЗ, трансформаторы тока встроенные в выключатели типа ТВ-110-18, основная проблема в эксплуатации данного оборудования заключается в том, что в данных выключателях содержится очень большое количество масла и ремонт данного оборудования представляет собой значительные трудности т.к. необходимо данное масло куда то сливать и хранить так же данные выключатели значительно пожароопаснее чем остальные типы данного РУ, так же в виду возможности разлива того же масла. Практически все выключатели данных ячеек имеют большой износ как вторичных цепей, так и силовой контактной группы, встроенные трансформаторы тока постоянно выходят из строя. То, что касается разъединителей то из-за физического износа их постоянно приходится выводить в ремонт т.к., периодически возникают аварийные нагревы контактной группы что недопустимо в зимний отопительный период. Разрушение фундамента и нарушение геометрии оснований так же влияют на надежность электроснабжения т.к. представляют угрозу падения данного оборудования с возникновением аварийной ситуации.

Яч. № 10,12, в данном случае установлены маломасляные выключатели типа ВМТ, разъединители так же РНДЗ, трансформаторы тока типа ТФЗМ, основные проблемы, которые встречаются при эксплуатации данного оборудования это течи масла на полюсах выключателей т.к. они находятся под значительным давлением азота, контактная группа так же имеет значительный износ, выносные трансформаторы тока так же периодически необходимо выводить в ремонт для замены масла и технического обслуживания что касается разъединителей то на них распространяются такие же проблемы что и для предыдущих ячеек.

Яч. № 3 ШСВ – в настоящее время на данной ячейке установлен современный элегазовый выключатель типа ВГТ - 110 и элегазовые трансформаторы тока типа ТОГФ-110 Ш, с данным оборудованием в настоящее время нет проблем при эксплуатации, однако в данной ячейке продолжают эксплуатироваться старые разъединители типа РНДЗ с указанными ранее проблемами.

Яч. № 14 – Это ячейка подключения блока второй очереди и поэтому на ней установлено все современное оборудование включая элегазовый выключатель типа ВГТ, так же элегазовые трансформаторы тока типа ТОГФ-110 Ш, современные разъединители имеют как ручной, так и моторизованный привод, позволяющий выполнять операции включения, отключения дистанционно с главного щита управления. С данным оборудованием при эксплуатации в настоящее время проблем не возникает.

В качестве трансформаторов напряжения на системах шин установлен тип НАМИ 110, это оборудование так же имеет значительный срок эксплуатации и требует замены при выполнении реконструкции.

Так же следует отметить наличие нелинейных ограничителей перенапряжений типа ОПН-110/73-10/650(II) 2 УХЛ1, как и в случае трансформаторов напряжения данное оборудование так же требует замены.

При реконструкции распределительного устройства в данной работе будет отдаваться предпочтение современным выключателям, современным разъединителям и остальному оборудованию.

## 4 РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 110 КВ БТЭЦ

Учитывая ранее сказанное, существующая схема распределительного устройства соответствует всем требованиям по надёжности электроснабжения потребителей и, следовательно, в данной работе ее менять нет необходимости, требуется только заменить само оборудование на более современное.

При реконструкции распределительного устройства существует выбор оставить ли его открытым или выполнить с использованием закрытого типа с использованием КРУ, в данной работе для снижения затрат и материалов на реконструкцию отдаем предпочтение открытому распределительному устройству т.к. оно имеет значительно меньшую стоимость и простоту обслуживания что актуально в настоящее время, при этом использование КРУЭ значительно бы усложнило процесс реконструкции данного узла.

Положительными аспектами при замене оборудования открытого распределительного устройства так же будут являться сниженные затраты на его ремонт в течении длительного срока эксплуатации.

Новое оборудование так же позволит упростить оперативные переключения и сократить их время выполнения, отсутствие оперативного персонала рядом с коммутационными аппаратами при оперативных переключениях позволит снизить вероятность получения травм при различных рода ошибках.

Отсутствие маслонаполненного оборудования на ОРУ 110 кВ снижает практически до нуля вероятность возгорания и возникновения чрезвычайной ситуации в связи с полным отсутствием материалов поддерживающих горение.

В качестве современного оборудования предполагается заменить устаревшие выключатели 110 кВ на современный тип ВГТ имеющий значительное количество преимуществ по сравнению со всеми типами, в



настоящее время эксплуатируемыми на ОРУ 110 кВ, замене так же подлежат и трансформаторы тока, вместо них предполагается установить отдельно стоящие заполненные элегазом, имеющие значительно более лучшие характеристики в части точности измерения.

Замене так же подлежат и трансформаторы напряжения, которые отслужили свой срок, заложенный заводом изготовителем.

Периодически при телевизионном контроле оперативным персоналом выявляются нагревы не только на коммутационных аппаратах, но и в местах опрессовки гибких шин, поэтому в данной работе так же будет рассматриваться вопрос замены проводников в частности самих системы шин.

Так же следует отметить необходимость замены и изношенных защитных аппаратов в частности ограничителей перенапряжений, которые в данной работе будут выбираться в соответствии со спецификой данного узла БТЭЦ

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электроустановках возникают трех и двухфазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью дополнительно могут возникать также одно- и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Практически любое электротехническое оборудование, используемое на открытом распределительном устройстве (за исключением трансформаторов напряжения) необходимо проверять по условиям протекания токов короткого замыкания, для этого в данном разделе проводится данный расчет.

В данном разделе будем проводить расчет всех составляющих тока короткого замыкания в частности апериодической периодической и ударного тока, которые необходимы для последующей проверки оборудования.

В качестве источников питания в данной схеме электрической сети выступают как генераторы Благовещенской ТЭЦ, так и шины 110 кВ ПС Благовещенская, ПС Центральная, ПС Западная.

Различают два основных метода расчёта токов короткого замыкания: в именованных единицах и в относительных. У каждого из методов имеются как достоинства, так и недостатки, при этом в данной работе из-за значительного количества элементов принимаем в качестве расчетного метод относительных единиц. На рисунке 2 представлена принципиальная однолинейная схема сети для расчета токов КЗ

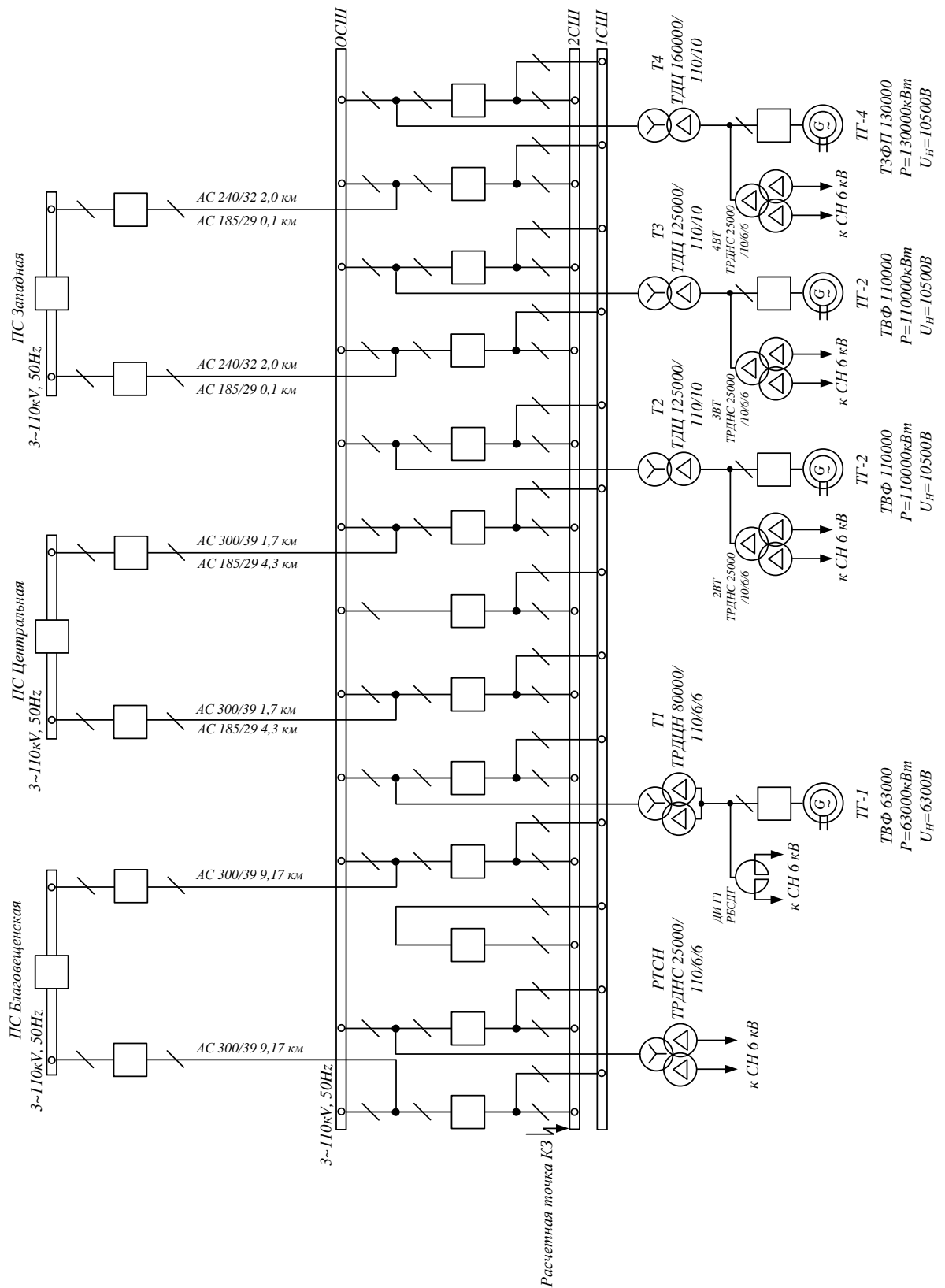


Рисунок 2 - Принципиальная схема для расчета токов КЗ с указанием расчетной точки КЗ

## 5.1 Расчет токов трехфазного КЗ

На рисунке 3 представлена схема замещения для расчета токов КЗ.

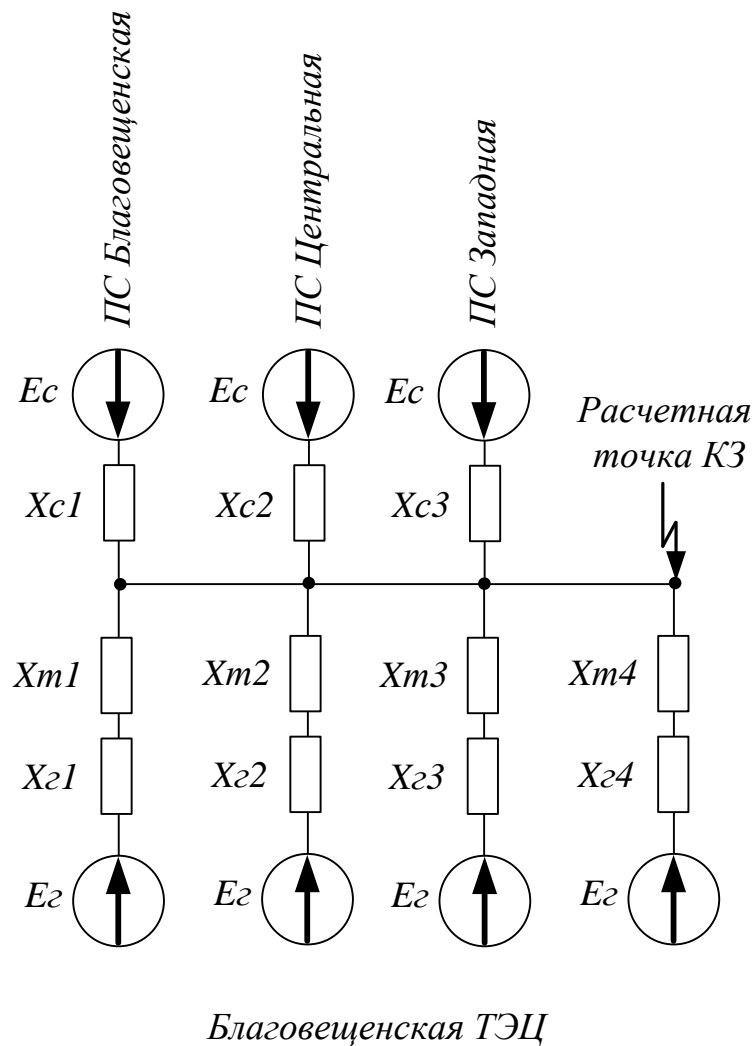


Рисунок 3 - Схема замещения прямой последовательности для расчета токов трехфазного КЗ

Для метода относительных единиц принимаем базисные условия. Базисные условия указаны в таблице 2:

Таблица 2 – Базисные условия

Базисная мощность	Базисное напряжение на стороне 110 кВ
1000 МВА	115 кВ

Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации (в данном случае только для уровня напряжения 110 кВ) по следующей формуле:

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} \quad (1)$$

$$I_{B110} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения в относительных единицах приведенные к базисным условиям:

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ ПС Благовещенская определяется через известное значение тока короткого замыкания со стороны данного источника, который составляет 3,4 кА [21]:

$$X_c = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot U_{B110} \cdot I_{K3}} \quad (2)$$

где  $I_{K3}$  – ток короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Благовещенская

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,4} = 1,48 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ ПС Центральная определяется по аналогии:

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2,6} = 1,93 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ ПС Западная определяется с учетом перспективного развития сетей 110 кВ города Благовещенск (перевод ПС Западная на транзитную схему):

$$X_{c3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,8} = 2,79 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление силовых блочных трансформаторов по следующей формуле [17]:

$$X_m = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_n} \quad (3)$$

где  $u_{K\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора (%)

$S_n$  – номинальная мощность трансформатора (МВА)

Проводим расчет:

$$X_{m1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1,31 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{m2} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{m3} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{m4} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{160} = 0,69 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление турбогенераторов (о.е.):

$$X_2 = x_{d''} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (4)$$

где  $x_{d''}$ , – сверхпереходное сопротивление по продольной оси (о.е.)

$S_{НОМ}$ , – номинальная полная мощность генератора (МВА)

Проводим расчет:

$$X_{21} = 0,153 \cdot \frac{1000}{74,11} = 2,06 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{e2} = 0,189 \cdot \frac{1000}{125} = 1,51 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{e3} = 0,189 \cdot \frac{1000}{125} = 1,51 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{e4} = 0,213 \cdot \frac{1000}{160} = 1,33 \text{ (о.е.)}$$

После получения всех необходимых данных схемы замещения проводим ее сворачивание до результирующего сопротивления и ЭДС, расчет токов проводим отдельно для каждого источника в частности для системы и генераторов электростанции, первоначально проводим расчет для системы, для этого на рисунках 5, 6 приведены основные этапы преобразования:

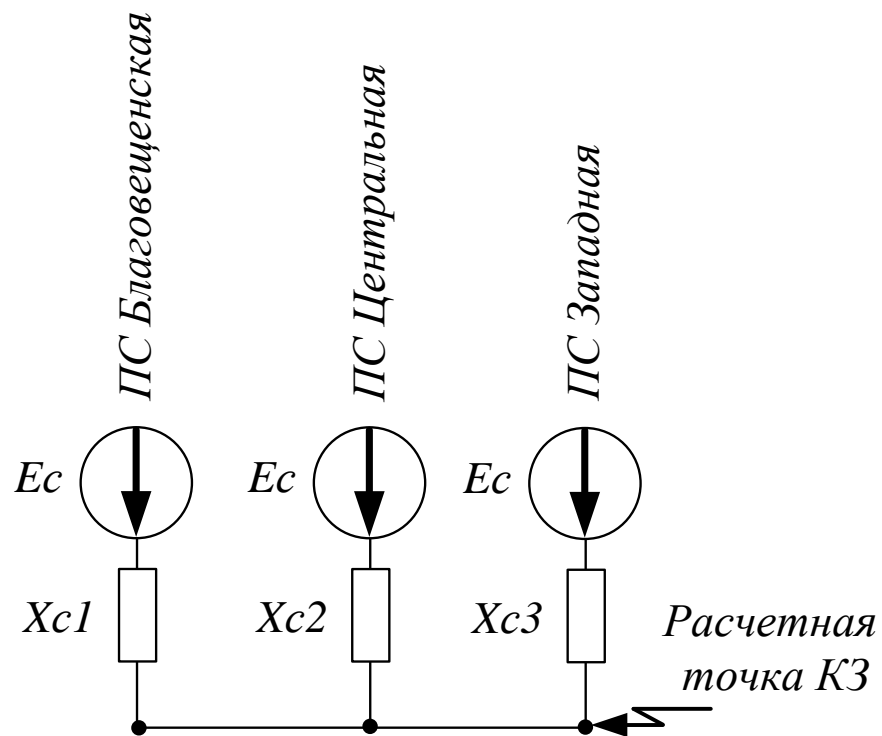


Рисунок 4 – Расчетная схема для расчета токов КЗ от энергосистемы



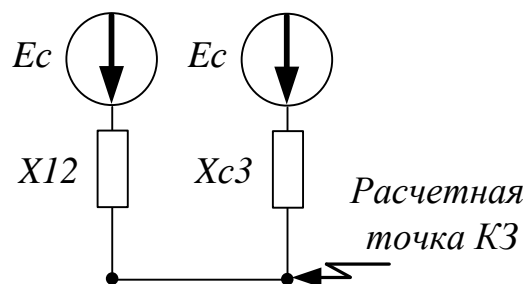


Рисунок 5 – Первый этап преобразования схемы замещения

Определяем значения сопротивлений первого этапа [17]:

$$X_{12} = \frac{X_{C1} \cdot X_{C2}}{X_{C1} + X_{C2}} \quad (5)$$

$$X_{12} = \frac{1,48 \cdot 1,93}{1,48 + 1,93} = 0,84 \text{ (о.е.)}$$

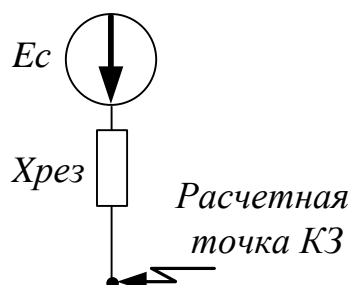


Рисунок 6 – второй этап преобразования схемы замещения

$$X_{рез1} = \frac{X_{12} \cdot X_{C3}}{X_{12} + X_{C3}} \quad (6)$$

$$X_{рез1} = \frac{0,84 \cdot 2,79}{0,84 + 2,79} = 0,64 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ на шинах 110 кВ БТЭЦ от системы:

$$I_{no1} = \frac{E_c}{X_{рез1}} \cdot I_{Б110} \quad (7)$$

где  $E_c$  – ЭДС энергосистемы принимается равной 1 (о.е.)

$$I_{no1} = \frac{1}{0,64} \cdot 5,02 = 7,84 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется следующим образом (кА):

$$I_{A1} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (8)$$

где  $I_{no1}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$t_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты, в данном случае принимается 0,055 сек.

$T_a$  – постоянная времени (для данных расчетных условий принимаем по справочным данным 0,02).

$$I_{A1} = \sqrt{2} \cdot 7,84 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,02}} = 0,71 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (кА):

$$k_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (9)$$

$$k_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

$$I_{y1} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_y \quad (10)$$

$$I_{y1} = \sqrt{2} \cdot 7,84 \cdot 1,61 = 17,85 \text{ (кА)}$$

Далее проводим расчет токов КЗ от второго источника – электростанции, схема замещения в данном случае представлена на рисунке 7:

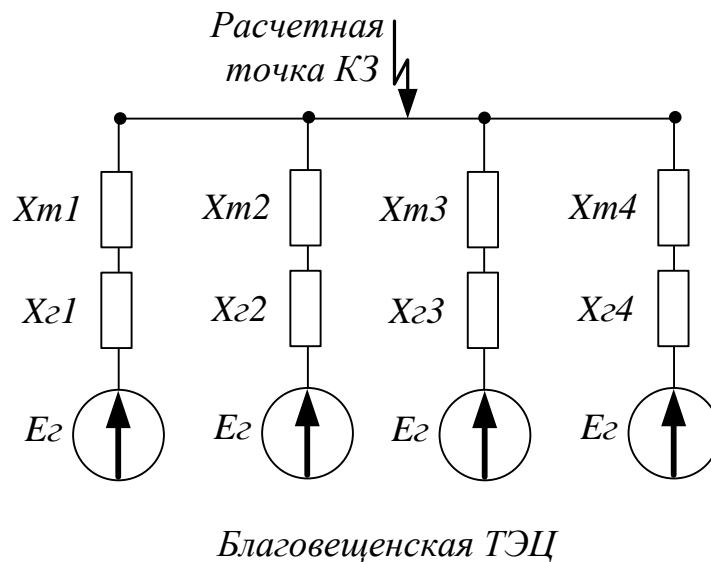


Рисунок 7 – расчетная схема для расчета токов КЗ от электростанции

Проводим преобразование данной схемы до результирующих значений по аналогичным формулам:

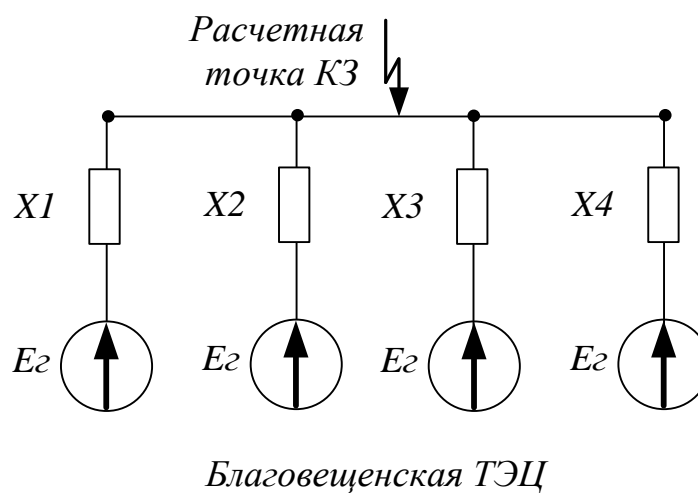


Рисунок 8 – первый этап преобразования схемы замещения

$$X1 = X_{m1} + X_{e1} \quad (11)$$

$$X1 = 1,31 + 2,06 = 3,37 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{m2} + X_{e2} \quad (12)$$

$$X2 = 0,88 + 1,51 = 2,39 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{m3} + X_{e3} \quad (13)$$

$$X3 = 0,88 + 1,51 = 2,39 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X_{m4} + X_{e4} \quad (14)$$

$$X4 = 0,69 + 1,33 = 2,02 \text{ (о.е.)}$$

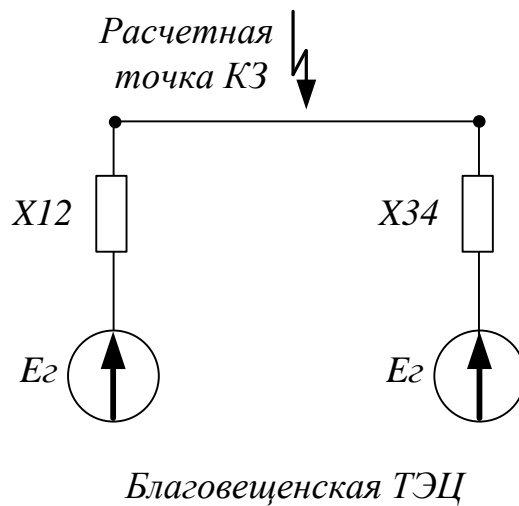


Рисунок 9 – второй этап преобразования схемы замещения

$$X12 = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} \quad (15)$$

$$X12 = \frac{3,37 \cdot 2,39}{3,37 + 2,39} = 1,4 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{34} = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} \quad (16)$$

$$X_{34} = \frac{2,39 \cdot 2,02}{2,39 + 2,02} = 1,09 \text{ (о.е.)}$$

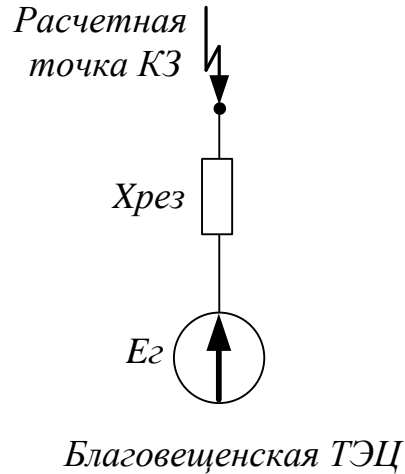


Рисунок 10 – Третий этап преобразования схемы замещения

$$X_{рез2} = \frac{X_{12} \cdot X_{34}}{X_{12} + X_{34}} \quad (17)$$

$$X_{рез2} = \frac{1,4 \cdot 1,09}{1,4 + 1,09} = 0,61 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ на шинах 110 кВ БТЭЦ [17]:

$$I_{но2} = \frac{E_г}{X_{рез2}} \cdot I_{Б110} \quad (18)$$

где  $E_г$  – ЭДС генератора, принимается равной 1,1 (о.е.)

$$I_{но2} = \frac{1,1}{0,61} \cdot 5,02 = 9,05 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется следующим образом (кА):

$$I_{A2} = \sqrt{2} \cdot I_{no2} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{Ta}} \quad (19)$$

$$I_{A2} = \sqrt{2} \cdot 9,05 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 1,05 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (кА) [17]:

$$k_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (20)$$

$$k_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

$$I_{y2} = \sqrt{2} \cdot I_{no2} \cdot k_{y2} \quad (21)$$

$$I_{y2} = \sqrt{2} \cdot 9,05 \cdot 1,61 = 20,61 \text{ (кА)}$$

В ходе расчета определены составляющие тока КЗ от различных источников, далее проводим расчет суммарных параметров токов КЗ по следующим формулам:

$$I_{no} = I_{no1} + I_{no2} \quad (22)$$

$$I_{no} = 7,84 + 9,05 = 16,89 \text{ (кА)}$$

$$I_A = I_{A1} + I_{A2} \quad (23)$$

$$I_A = 0,71 + 1,05 = 1,76 \text{ (кА)}$$

$$I_Y = I_{y1} + I_{y2} \quad (24)$$

$$I_Y = 17,85 + 20,61 = 38,46 \text{ (кА)}$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется теплового импульса от протекания токов короткого замыкания [17]:

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{OB} + T_a) \quad (25)$$

где  $t_{OB}$  – наибольшее время отключения выключателя с учетом работы резервной защиты, данный параметр вычисляется для каждого присоединения отдельно.

$$t_{OB} = t_{P3} + t_{CB} \quad (26)$$

где  $t_{P3}$  – время работы резервной защиты.

$t_{CB}$  – собственное время отключения выключателя.

Проводим расчет теплового импульса на примере всех присоединений за исключением ШСВ (время работы резервной защиты составляет 2,5 сек):

$$B_{\kappa 1} = 16,89^2 \cdot (2,5 + 0,055 + 0,02) = 734,75 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Проводим расчет теплового импульса на примере ШСВ (время работы резервной защиты составляет 2,0 сек):

$$B_{\kappa 2} = 16,89^2 \cdot (2,0 + 0,055 + 0,02) = 591,94 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Результаты расчетов приводим в таблице 3.

Таблица 3 – Результат расчетов токов КЗ

$I_{no}$ (кА)	$I_A$ (кА)	$I_Y$ (кА)	$B_{\kappa 1}$ (кА <sup>2</sup> с)	$B_{\kappa 2}$ (кА <sup>2</sup> с)
16,89	1,76	38,46	734,75	591,94

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

## 5.2 Расчет токов однофазного КЗ

Для расчета токов однофазного короткого замыкания необходимо привести схемы замещения обратной и нулевой последовательности, а также рассчитать значения сопротивлений всех элементов, участвующих в расчете.

Схема замещения обратной последовательности приведена на рисунке 11.

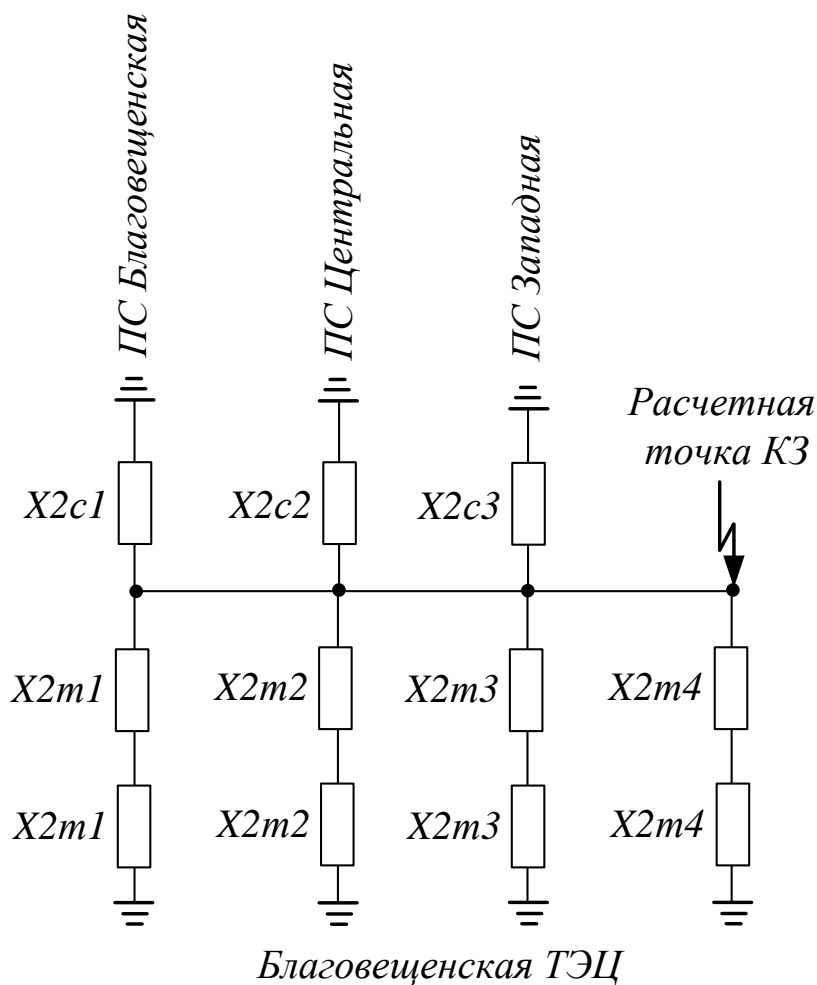


Рисунок 11 – Схема замещения обратной последовательности.

Схема замещения нулевой последовательности приведена на рисунке 12.



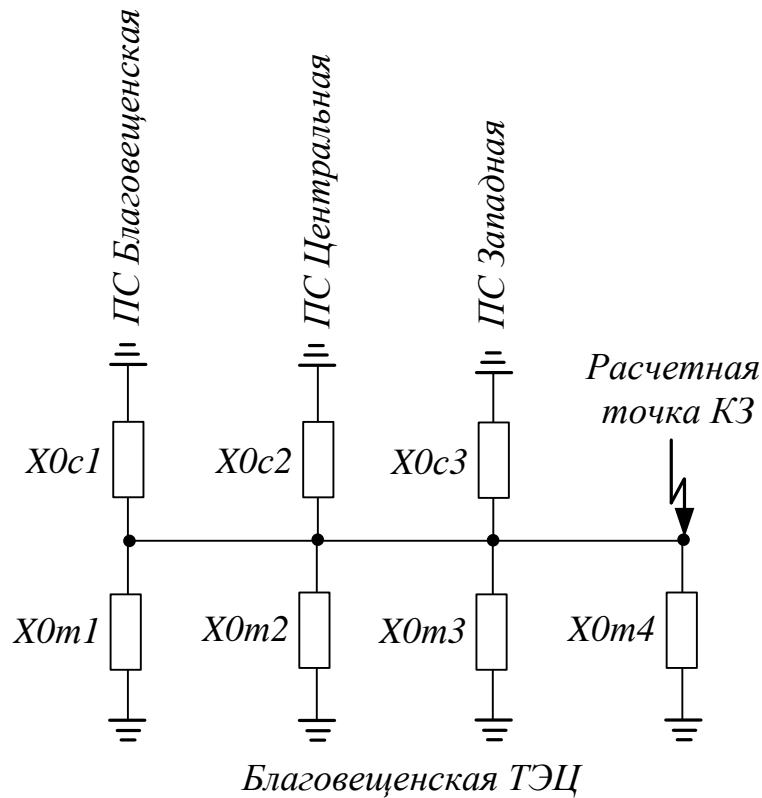


Рисунок 12 - Схема замещения нулевой последовательности

Выполняем расчет значений элементов схемы замещения обратной и нулевой последовательности, при этом учитываем тот факт, что сопротивления элементов обратной последовательности равны по значению сопротивлениям элементов прямой последовательности, следовательно, т.к. расчет прямой последовательности выполнен ранее то полученные данные применим в дальнейших расчетах.

Сопротивление системы нулевой последовательности:

$$X_{0c} = 2,5 \cdot X_c \tag{27}$$

Сопротивление системы нулевой последовательности со стороны ПС Благовещенская:

$$X_{0c1} = 2,5 \cdot 1,48 = 3,7 \text{ (о.е)}$$

Сопrotивление системы нулевой последовательности со стороны ПС  
Центральная:

$$X_{0_{C2}} = 2,5 \cdot 1,93 = 4,82 \text{ (о.е)}$$

Сопrotивление системы нулевой последовательности со стороны ПС  
Западная:

$$X_{0_{C3}} = 2,5 \cdot 2,79 = 7,25 \text{ (о.е)}$$

Далее проводим расчет сопротивлений трансформаторов нулевой последовательности (сопротивления генераторов в расчет не берутся тк они расположены за трансформаторами относительно точки КЗ):

$$X_{0_m} = X_m \tag{28}$$

$$X_{0_{m1}} = 1,31 \text{ (о.е)}$$

$$X_{0_{m2}} = 0,88 \text{ (о.е)}$$

$$X_{0_{m3}} = 0,88 \text{ (о.е)}$$

$$X_{0_{m4}} = 0,69 \text{ (о.е)}$$

Аналогично расчету прямой последовательности проводим расчет и нулевой последовательности отдельно для двух источников: энергосистемы и электростанции при этом схема замещения для расчета токов от энергосистемы представлена на рисунке 13.

Проводим эквивалентирование и расчет результирующего сопротивления со стороны энергосистемы:

$$X_{012} = \frac{X_{0_{C1}} \cdot X_{0_{C2}}}{X_{0_{C1}} + X_{0_{C2}}} \tag{29}$$

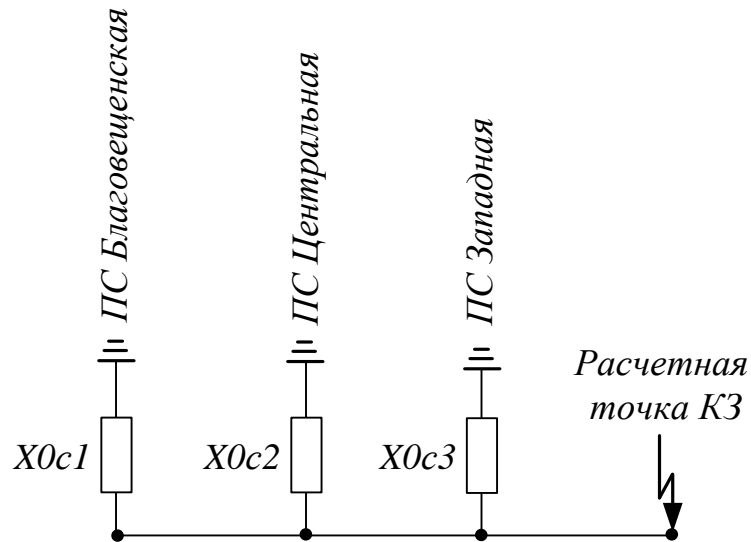


Рисунок 13 – Расчетная схема нулевой последовательности для расчета токов КЗ от энергосистемы

$$X_{012} = \frac{3,7 \cdot 4,82}{3,7 + 4,82} = 2,09 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{0_{рез1}} = \frac{X_{012} \cdot X_{0_{C3}}}{X_{012} + X_{0_{C3}}} \quad (30)$$

$$X_{0_{рез1}} = \frac{2,09 \cdot 7,25}{2,09 + 7,25} = 1,66 \text{ (о.е.)}$$

Определяем значение дополнительного сопротивления со стороны энергосистемы, учитывая то что сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности:

$$\Delta X_1 = X_{рез1} + X_{0_{рез1}} \quad (31)$$

$$\Delta X_1 = 0,64 + 1,66 = 2,3 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ на шинах 110 кВ БТЭЦ от системы:

$$I_{no1}^1 = 3 \cdot \frac{E_c}{(X_{pez1} + \Delta X_1)} \cdot I_{B110} \quad (32)$$

где  $E_c$  – ЭДС энергосистемы принимается равной 1 (о.е.)

$$I_{no1}^1 = 3 \cdot \frac{1}{(0,64 + 2,3)} \cdot 5,02 = 6,12 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока однофазного короткого замыкания от энергосистемы определяется следующим образом (кА):

$$I_{A1}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{no1}^1 \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (33)$$

где  $I_{no}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$t_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты, в данном случае принимается 0,055 сек.

$T_a$  – постоянная времени (для данных расчетных условий принимаем по справочным данным 0,02).

$$I_{A1}^1 = \sqrt{2} \cdot 6,12 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,02}} = 0,55 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (кА):

$$k_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (34)$$

$$k_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

$$I_{y1}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{no}^1 \cdot k_y \quad (35)$$

$$I_{y1}^1 = \sqrt{2} \cdot 6,12 \cdot 1,61 = 13,93 \text{ (кА)}$$

Далее проводим расчет токов однофазного КЗ от второго источника – электростанции, схема замещения нулевой последовательности в данном случае представлена на рисунке 14:

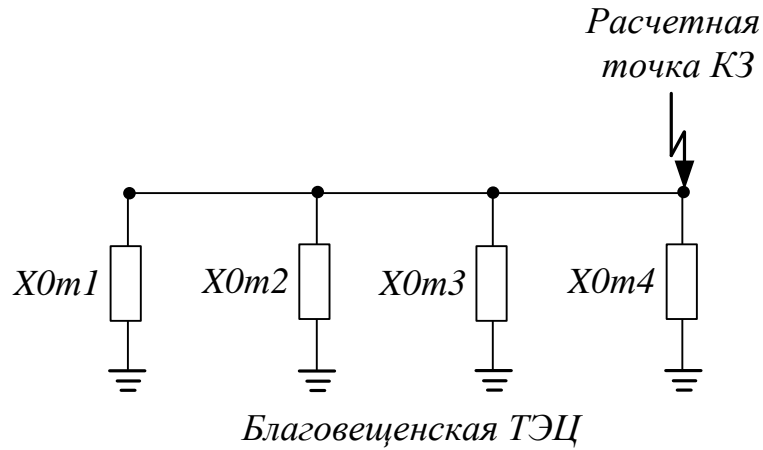


Рисунок 14 - Схема замещения нулевой последовательности для расчета токов КЗ от электростанции

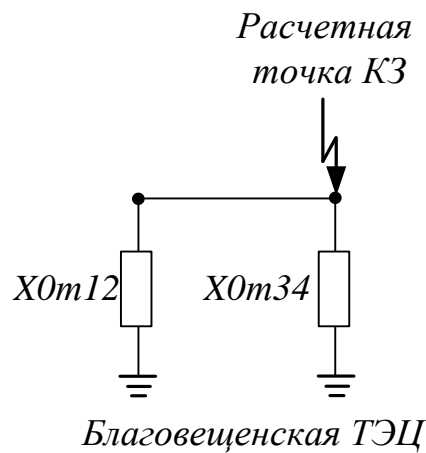


Рисунок 15 – Первый этап преобразования схемы замещения

$$X0_{m12} = \frac{X0_{m1} \cdot X0_{m2}}{X0_{m1} + X0_{m2}} \quad (36)$$

$$X0_{m12} = \frac{1,31 \cdot 0,88}{1,31 + 0,88} = 0,53 \text{ (о.е.)}$$

$$X0_{m34} = \frac{X0_{m3} \cdot X0_{m4}}{X0_{m3} + X0_{m4}} \quad (37)$$

$$X0_{m34} = \frac{0,69 \cdot 0,88}{0,69 + 0,88} = 0,39 \text{ (о.е.)}$$

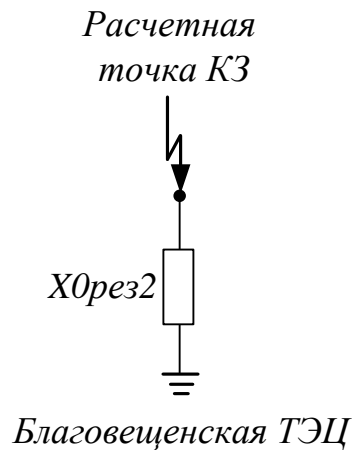


Рисунок 16 – Второй этап преобразования схемы замещения

$$X0_{рез2} = \frac{X0_{m12} \cdot X0_{m34}}{X0_{m12} + X0_{m34}} \quad (38)$$

$$X0_{рез2} = \frac{0,53 \cdot 0,39}{0,53 + 0,39} = 0,22 \text{ (о.е.)}$$

Определяем значение дополнительного сопротивления со стороны электростанции, учитывая то что сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности:

$$\Delta X_2 = X_{рез2} + X0_{рез2} \quad (39)$$

$$\Delta X_2 = 0,61 + 0,22 = 0,83 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей однофазного тока КЗ на шинах 110 кВ БТЭЦ от электростанции:

$$I_{no2}^1 = 3 \cdot \frac{E_z}{(0,61+0,83)} \cdot I_{B110} \quad (40)$$

$$I_{no2}^1 = 3 \cdot \frac{1,1}{(0,61+0,83)} \cdot 5,02 = 13,45 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока однофазного короткого замыкания от электростанции определяется следующим образом (кА):

$$I_{A2}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{no2}^1 \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{Ta}} \quad (41)$$

$$I_{A2}^1 = \sqrt{2} \cdot 13,45 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 1,21 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке определяется через коэффициент ударного тока (кА):

$$k_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (42)$$

$$k_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

$$I_{y2}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{no2}^1 \cdot k_{y2} \quad (43)$$

$$I_{y2}^1 = \sqrt{2} \cdot 13,45 \cdot 1,61 = 30,62 \text{ (кА)}$$

В ходе расчета определены составляющие тока однофазного КЗ от различных источников, далее проводим расчет суммарных параметров токов КЗ по следующим формулам:

$$I_{no}^1 = I_{no1}^1 + I_{no2}^1 \quad (44)$$

$$I_{no}^1 = 6,12 + 13,45 = 19,57 \text{ (кА)}$$

$$I_A^1 = I_{A1}^1 + I_{A2}^1 \quad (45)$$

$$I_A^1 = 0,55 + 1,21 = 1,76 \text{ (кА)}$$

$$I_Y^1 = I_{Y1}^1 + I_{Y2}^1 \quad (46)$$

$$I_Y^1 = 13,93 + 30,62 = 44,55 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса от протекания токов однофазного короткого замыкания:

$$B_{\kappa}^1 = I_{no}^1 \cdot (t_{OB} + T_a) \quad (47)$$

Проводим расчет теплового импульса на примере всех присоединений за исключением ШСВ (время работы резервной защиты составляет 2,5 сек):

$$B_{\kappa 1}^1 = 19,57^2 \cdot (2,5 + 0,055 + 0,02) = 986,18 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Проводим расчет теплового импульса на примере ШСВ (время работы резервной защиты составляет 2,0 сек):

$$B_{\kappa 2}^1 = 16,89^2 \cdot (2,0 + 0,055 + 0,02) = 794,69 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Результаты расчетов приводим в таблице 4.

Таблица 4 – Результат расчетов токов КЗ

$I_{no}^1$ (кА)	$I_A^1$ (кА)	$I_Y^1$ (кА)	$B_{\kappa 1}^1$ (кА <sup>2</sup> с)	$B_{\kappa 2}^1$ (кА <sup>2</sup> с)
19,57	1,76	44,55	986,18	794,69

Расчет показывает, что значения токов однофазного короткого замыкания значительно выше значений токов трехфазного КЗ. Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах и при выборе оборудования.



## 6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110

### 6.1 Выбор выключателей 110 кВ для ВЛ.

При выборе оборудования необходимо учитывать данные о максимальных рабочих токах, эти данные мы получаем из данных контрольного замера, проведенного в 2022 году, результаты (с учетом возможного послеаварийного режима) приведены в таблице 5:

Таблица 5 – Данные о нагрузке ВЛ 110 кВ

ВЛ 110 кВ	Максимальное значение токовой нагрузки согласно данным контрольного замера (А)
Благовещенская №1	521
Благовещенская №2	521
Центральная №1	637
Центральная №2	637
Западная №1	230
Западная №2	230

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [14]:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (48)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (49)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_k \quad (50)$$

где  $I_{ТЕР}$  - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$  - время термической стойкости,

$B_k$  - тепловой импульс (интеграл Джоуля определяется согласно паспортным данным выключателя).

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{\text{ПРСКВ}} = I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{У}} \quad (51)$$

где  $I_{\text{ПРСКВ}}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{\text{ДИН}}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Проводим выбор выключателя на примере ВЛ 110 кВ БТЭЦ Благовещенская №1, 2, первоначально принимаем для установки на элегазовый выключатель марки ВГТ-110Ш-40/2000 У1. Приведем основные характеристики данного оборудования:

- Выключатели предназначены для выполнения коммутационных операций (включений и отключений), а также циклов АПВ при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ с заземленной нейтралью.

- Выключатели предназначены для работы в следующих условиях.

Климатические факторы внешней среды – нормальные значения в соответствии с ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1 для климатического исполнения У категории размещения 1, при этом:

а) окружающая среда – не содержащая химически активных и опасных в отношении взрыва примесей (атмосфера типа II по ГОСТ 15150);

б) рабочий диапазон температуры окружающего воздуха: - верхнее – плюс 50С, - нижнее – минус 45С;

в) относительная влажность воздуха при температуре 20С – 80% (верхнее рабочее значение – 100% при 25С)

г) наибольшая высота установки над уровнем моря – 1000 м;

д) скорость ветра: - в условиях отсутствия гололеда – не более 40 м/с, - в условиях гололеда с толщиной корки льда до 20 мм – не более 15 м/с;

е) интенсивность сейсмического воздействия – не более 9 баллов по MSK – 64.

Выключатели соответствуют требованиям ГОСТ Р 52565 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия».

Привод выключателя – пружинный, одностороннего действия, с кулачковым заводом включающих пружин на одну операцию включения

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 6:

Таблица 6 – Выбор и проверка выключателя 110 кВ ВЛ Благовещенская №1,2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2000	521	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	40	19,57	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	40	19,57	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	18	1,76	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам, аналогично проводим выбор и проверку выключателей для остальных ВЛ 110 кВ, результаты приведены в таблицах 7,8.

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателя 110 кВ ВЛ Центральная №1,2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2000	637	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	40	19,57	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	40	19,57	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	18	1,76	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателя 110 кВ ВЛ Западная №1,2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2000	230	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	40	19,57	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	40	19,57	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	18	1,76	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к}$

Все выключатели проходят проверку по требуемым параметрам, следовательно, их принимаем к установке на ОРУ 110 кВ БТЭЦ

### 6.2 Выбор выключателей 110 кВ для трансформаторов.

В данном случае для расчета значения тока выключателя воспользуемся формулой его расчета с использованием паспортных данных силовых трансформаторов (для трансформатора Т4 выбор не проводим т.к. на нем в настоящее время стоит современный выключатель типа ВГТ)

Расчетный ток трансформатора на стороне 110 кВ составляет [14]:

$$I_P = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (52)$$

где  $S_{НОМ}$  - номинальная полная мощность трансформатора (кВА);

$U_{НОМ}$  - номинальное линейное напряжение (кВ),

Расчетный ток трансформатора Т1 на стороне 110 кВ составляет:

$$I_P = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 425,3 \text{ (А)}$$

Расчетный ток трансформатора Т2,3 на стороне 110 кВ составляет:

$$I_p = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 664,54 \text{ (А)}$$

Расчетный ток трансформатора Т4 на стороне 110 кВ составляет:

$$I_p = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 850,61 \text{ (А)}$$

Расчетный ток трансформатора РТСН на стороне 110 кВ составляет:

$$I_p = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 132,9 \text{ (А)}$$

Выбор и проверку выключателей проводим по тем же параметрам что и для ВЛ, результаты приведены в таблице 9-12.

Таблица 9 – Выбор и проверка выключателя 110 кВ трансформатора Т1

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2000	425,3	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	40	19,57	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	40	19,57	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	18	1,76	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателя 110 кВ трансформатора Т2,3

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2000	664,54	$I_{НОМ} \geq I_m$

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
$I_{ВКЛ}$ (кА)	40	19,57	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	40	19,57	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	18	1,76	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателя 110 кВ трансформатора Т4

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2000	850,61	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	40	19,57	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	40	19,57	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	18	1,76	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 12 – Выбор и проверка выключателя 110 кВ трансформатора РТСН

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2000	132,9	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	40	19,57	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	40	19,57	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	18	1,76	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

### 6.3 Выбор обходного и шинсоединительного выключателя 110 кВ.

Обходной выключатель по своему определению должен выполнять функции любого другого выключателя и, следовательно, должен быть

рассчитан на наибольший ток присоединения (наибольшее значение тока имеет место на присоединении Т4), проводим расчет

Расчетный ток трансформатора Т4 на стороне 110 кВ составляет:

$$I_p = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 850,61 \text{ (А)}$$

Проводим выбор и проверку обходного выключателя на основании максимального значения тока, результаты приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка обходного выключателя 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2000	850,61	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	40	19,57	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	40	19,57	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	18	1,76	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Для шиносоединительного выключателя расчетный ток определяется согласно данным контрольного замера (максимальное значение составляет 920,16 А), так же тепловой импульс имеет другое значение т.к. время работы резервной защиты меньше чем на остальных присоединениях, результат выбора приведен в таблице 14.

Таким образом проведен выбор всех выключателей присоединений распределительного устройства 110 кВ на Благовещенской ТЭЦ, все принятые выключатели прошли проверку и могут быть установлены, учитывая то что на данном типе выключателей отсутствуют встроенные трансформаторы тока, следовательно, далее продлим их выбор.

Таблица 14 – Выбор и проверка шиносоединительного выключателя 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2000	920,16	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	40	19,57	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	40	19,57	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	18	1,76	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	794,69	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к}$

#### 6.4 Выбор разъединителей 110 кВ.

Выбор разъединителей 110 кВ выполняется по напряжению и максимальному значению рабочего тока, далее выполняется проверка по значению предельного сквозного тока и термической стойкости.

Первоначально принимаем разъединитель типа РГП-110/1600 III, приводим основные характеристики данного оборудования:

Разъединитель РГП горизонтально поворотного типа, производства завода «КТП Урал» предназначен для работы в открытых и закрытых распределительных устройствах высокого напряжения. Используется для создания видимого разрыва электрической цепи, который отделяет выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением. Разъединители переменного тока на напряжение 110, 220 кВ промышленной частоты 50 Гц производятся по технологии производственного предприятия ООО ZWAE.

Термическая стойкость согласно паспортным данным:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Выбор и проверка разъединителей для всех присоединений приведена в таблицах 15-23.



Таблица 15 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ для ВЛ Благовещенская №1,2

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	521	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2500	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ для ВЛ Центральная №1,2

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	637	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2500	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 17 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ для ВЛ Западная №1,2

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	230	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2500	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 18 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ для трансформатора Т1

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	425,3	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2500	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 19 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ для трансформаторов Т2,3

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	664,54	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7500	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 20 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ для трансформатора Т4

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	664,54	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7500	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 21 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ для трансформатора РТСН

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	664,54	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7500	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 22 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ для обходного выключателя

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	850,61	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7500	986,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 23 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ для шиносоединительного выключателя

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	920,16	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	44,55	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7500	794,69	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Число заземляющих ножей определяется местом установки.

### 6.5 Выбор трансформаторов тока 110 кВ.

Выбор трансформатора тока выполняется по номинальному напряжению и максимальному значению тока нагрузки первичной обмотки, далее выбранный трансформатор тока проверяется по таким параметрам как: номинальное значение вторичной нагрузки, предельное значение сквозного тока и тока термической стойкости.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K \quad (53)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_K = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле [14]:

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (54)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление провода;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ станции принимается - 100 м;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

$$r_{ПРОВ} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (55)$$

где  $S_{\text{ПР}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2=5\text{А}$ .

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс НЕВА СТ411 (Москва). Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для всех присоединений РУ приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока присоединений 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ411	0,12
Счетчик РЭ		
Итого		1,62

Так же приводим данные по нагрузке трансформаторов тока для ШСВ

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ШСВ 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Итого		0,5

Проводим расчет для всех присоединений за исключением ШСВ.

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{\text{ПР}}=1,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2}$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = 0,71 + 0,06 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Проводим расчет для ШСВ.

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{\text{ПР}} = 0,5 \text{ ВА}$ .

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2}$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = 0,71 + 0,02 + 0,1 = 0,83 \text{ (Ом)}$$

Принимаем первоначально трансформатор тока 110 кВ ТОГФ-110 Ш, приведем основные технические характеристики данного оборудования:

Трансформатор тока типа ТОГФ-110 предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройством защиты и управления в открытых распределительных устройствах переменного тока частоты 50 Гц на номинальное напряжение 110 кВ.

Трансформатор обеспечивает:

- 1) пропорциональное преобразование переменного тока в цепи высокого напряжения в ток, приемлемый для непосредственного измерения с помощью стандартных измерительных устройств или устройств защиты;
- 2) изолирование измерительных приборов и устройств защиты, к которым имеет доступ обслуживающий персонал, от цепей высокого напряжения.

Трансформатор тока предназначен для эксплуатации на открытом воздухе в районах с умеренным и холодным климатом (климатическое исполнение УХЛ1 по ГОСТ 15150-69).

- верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха плюс 40С,
- нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха для УХЛ1 - минус 55С;
- высота над уровнем моря – не более 1000 м.

Механическая нагрузка от ветра скоростью до 40 м/с и от тяжения проводов в вертикальном направлении к плоскости выводов – 1000 Н (100 кгс) и в горизонтальном направлении в плоскости выводов – 1000 Н (100 кгс).

Термическая стойкость согласно паспортным данным:

$$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} = 23^2 \cdot 3 = 1587,0 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведено в таблицах 26-34.

Таблица 26 – Выбор и проверка ТТ 110 кВ для ВЛ Благовещенская №1,2

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	600	521	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	38,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕP}^2 \cdot t_{ТЕP}$ (кА <sup>2</sup> с)	1587,0	734,75	$I_{ТЕP}^2 \cdot t_{ТЕP} \geq B_{К}$
$Z2_{НОМ}$ (Ом)	3	0,87	$Z2_{НОМ} \geq Z2$
Класс точности	0,2S		

Таблица 27 – Выбор и проверка ТТ 110 кВ для ВЛ Центральная №1,2

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	750	637	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	38,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1587,0	734,75	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	3	0,87	$Z2_{НОМ} \geq Z2$
Класс точности	0,2S		

Таблица 28 – Выбор и проверка ТТ 110 кВ для ВЛ Западная №1,2

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	300	230	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	38,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1587,0	734,75	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	3	0,87	$Z2_{НОМ} \geq Z2$
Класс точности	0,2S		

Таблица 29 – Выбор и проверка ТТ 110 кВ для трансформатора Т1

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	500	425,3	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	38,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1587,0	734,75	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	3	0,87	$Z2_{НОМ} \geq Z2$
Класс точности	0,2S		

Таблица 30 – Выбор и проверка ТТ 110 кВ для трансформатора Т2, 3

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	750	664,54	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	38,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1587,0	734,75	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	3	0,87	$Z2_{НОМ} \geq Z2$
Класс точности		0,2S	

Таблица 31 – Выбор и проверка ТТ 110 кВ для трансформатора Т4

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	850,61	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	38,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1587,0	734,75	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	3	0,87	$Z2_{НОМ} \geq Z2$
Класс точности		0,2S	

Таблица 32 – Выбор и проверка ТТ 110 кВ для трансформатора РТСН

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	150	132,9	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	38,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1587,0	734,75	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	3	0,87	$Z2_{НОМ} \geq Z2$
Класс точности		0,2S	



Таблица 33 – Выбор и проверка ТТ 110 кВ обходного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	850,61	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	38,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1587,0	734,75	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	3	0,87	$Z2_{НОМ} \geq Z2$
Класс точности	0,2S		

Таблица 34 – Выбор и проверка ТТ 110 кВ шиносоединительного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	920,16	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	38,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1587,0	591,94	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	3	0,83	$Z2_{НОМ} \geq Z2$
Класс точности	0,2S		

Таким образом все принятые к установке трансформаторы тока проходят проверку по всем необходимым параметрам далее проводим выбор и проверку разъединителей 110 кВ наружного исполнения:

### 6.6 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения; по классу точности; по вторичной нагрузке [14].

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (56)$$

где  $S_{2НОМ}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Частотомер	ЦД2121	2	4
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Ваттметр	ЦА2101	13	2
Ваттметр	ЦЛ2133	13	2
Счетчик АЭ	НЕВА СТ411	13	4
Счетчик РЭ			
Итого			84

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1, проверка данного ТН приведена в таблице 36:

Таблица 36 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	100 ВА	84 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

### 6.7 Выбор ОПН.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 37.

Таблица 37 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Наибольшее рабочее линейное напряжения на шинах 110 составляет 126 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения [14]:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}} \quad (57)$$

$$U_{нрф} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74 \text{ (кВ)}$$

Энергия, поглощаемая ограничителем, определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z_{в}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \quad (58)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений на линии электропередачи;

$U_{ост}$  - остаточное напряжение на ОПН;

$Z_{в}$  - волновое сопротивление линии Ом;

$t$  - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0} \quad (59)$$

где  $U_0$  - напряжение волны перенапряжений в месте удара молнии;

$k$  - коэффициент полярности;

$L$  - длина защитного подхода принимаем равной 3 (км).

$$U = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 224,9 \text{ (кВ)}$$

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{L \cdot 10^6}{\beta \cdot c} \quad (60)$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания волны в фазном проводе;

$c$  - скорость распространения электромагнитной волны в вакууме (км/сек).

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0.91 \cdot 300000} = 11 \text{ (мкс)}$$

$$\mathcal{E} = \left( \frac{224,9 - 180}{415} \right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 398 \text{ (кДж)}.$$

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 38

Таблица 38 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$
Поглощаемая энергия (кДж)	400	398	$\mathcal{E}_{расч} \geq \mathcal{E}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

### 6.8 Выбор гибких шин.

Первоначально проводим выбор сечений проводников шин по длительно допустимому току, для этого определяем максимальное значение тока, который будет протекать по данным проводникам при условии работы одной системы шин (принимаем условие работы всех генераторов на одну систему шин), проводим расчет по наибольшему номинальному току трансформатора (Т4):

$$I_{макс} = 850,61 \text{ (А)}$$

Для данного значения тока принимаем расщепленный проводник состоящий из двух проводов марки АС 240/32, с суммарным длительно допустимым значением тока 1210 А, проверяем условие:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{дд}} \quad (61)$$

$$850,61 \leq 1210$$

Условие выполняется, проверку по условиям протекания токов КЗ при их значении менее 20 кА выполнять не требуется, проводим проверку по условиям возникновения коронирующего разряда.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_g}} \right) \quad (62)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

$r_g$  - эквивалентный радиус провода (см)

$$r_g = \sqrt{R \cdot a^{n-1}} \quad (63)$$

где  $R$  – радиус одного проводника (см);

$a$  – расстояние между проводниками, принимаем равным 30 см;

$n$  – количество проводников в фазе.

$$r_g = \sqrt{2,94 \cdot 30^{2-1}} = 9,39 \text{ (см)}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{9,39}} \right) = 27,27 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_s \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_s}} \quad (64)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимается 115 кВ);

$D_{cp}$  – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{9,39 \cdot \lg \frac{378}{9,39}} = 21,7 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

На поверхности провода будет отсутствовать корона, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ . Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (65)$$

$$23,22 \leq 24,54 \text{ (кВ)}$$

Неравенство выполняется, следовательно, выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки по короне его оставляем для монтажа.

### 6.9 Выбор изоляторов 110 кВ

Выбор подвесных изоляторов производится по длине пути утечки (см):

$$L_n \geq L_{расч} \quad (66)$$

Расчетная длина пути утечки рассчитывается как:

$$L_{расч} = \lambda_3 \cdot U \cdot K \quad (67)$$

где  $\lambda_3$  – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ;

$U$  – наибольшее рабочее фазное напряжение, кВ;

$K$  – коэффициент эффективности.

Выполняем расчет:

$$L = 3,5 \cdot 73,68 \cdot 1,44 = 351,35 \text{ (см)}$$

Принимаем полимерные изоляторы типа ЛК 70/110 IV с длиной пути утечки 380 см которая больше чем расчетное значение.

Проверяем условие (66):

$$380 \geq 351,35$$

Условие выполняется, следовательно, данный тип изоляторов применяем к установке на ОРУ 110 кВ.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке (Н):

$$F_{расч} \leq F_{дон} \quad (68)$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{дон}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (69)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (70)$$

где  $a$  – расстояние между фазами;

$l$  – длина пролета между изоляторами.

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 110 кВ выбираем ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 с допустимой разрушающей силой при изгибе 10 кН и длиной пути утечки 360 см.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{44550^2}{3} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 687,52 \text{ (Н)}$$

Проверка по условию (67):

$$687,52 \leq 4800 \text{ Н.}$$

Условие выполняется, следовательно, данный тип изолятора применяем на ОРУ 110 кВ.



## 7 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Система заземления ОРУ 110 кВ БТЭЦ представляет собой сеть из горизонтальных и вертикальных электродов, расположенных на небольшой глубине, при этом геометрические параметры данного устройства зависят от необходимого уровня сопротивления, которое нужно достичь при проектировании, а так же от удельного сопротивления грунта в том месте где данное устройство будет расположено. В данном разделе проводим расчет геометрических параметров и различных характеристик заземляющего устройства

Размеры ОРУ 110 кВ А×В 85×232 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) \quad (71)$$

$$S = (85+3) \cdot (232+3) = 21390 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (72)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (73)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{19,57^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

где -  $I_M$  - максимальный ток однофазного короткого замыкания (кА)

$T$  - предельное время работы защиты выключателя (сек.)

$\beta$  - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (74)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (75)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами  $l_{nn} = 5 \text{ (м)}$

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (76)$$

$$L_n = \frac{(85+3)}{5}(232+3) + \frac{(232+3)}{5}(85+3) = 8272 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (77)$$

$$m = \frac{8272}{2 \cdot \sqrt{21390}} = 28,28$$

Принимаем число ячеек:  $m = 29$

Длина стороны ячейки

$$L_n = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{21390}}{29} = 5,04 \text{ (м)} \quad (78)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) = 2 \cdot \sqrt{21390} (29+1) = 8775 \text{ (м)} \quad (79)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{21390}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 41,36 \quad (80)$$

Принимаем:  $n_g = 42$

Принимаем длину вертикальных электродов  $l_g = 4$  (м)

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (81)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

$$R_C = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{21390}} + \frac{1}{8775 + 4 \cdot 42} \right) = 0,24 \text{ (Ом)}$$

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (82)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{21390}}{(21 + 320) \cdot (19,57 + 45)}} = 1,7$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H \quad (83)$$

$$R_H = 0,24 \cdot 1,7 = 0,41 \text{ (Ом)}$$

Предельное значения для класса напряжения 110 кВ составляет 0,5 Ом, при этом расчетное значение меньше предельного, следовательно, расчет окончен.

## 8 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Рассмотрим расчет системы молниезащиты которая в данном случае представляет собой систему состоящую из восьми отдельно стоящих молниеотводов размещенных по периметру ОРУ, для каждой пары молниеотводов высота которых принимается 30 м, проводится расчет зон молниезащиты которые далее выносятся на лист графической части работы. Проводим расчет параметров системы молниезащиты.

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода [2]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (84)$$

Эффективная высота молниеотвода в данном случае:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (85)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (на примере М1-М5):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (86)$$

$$h_c = 25,5 - (0,17 + 0,0002 \cdot 30) \cdot (78,0 - 30) = 17,05 \text{ (м)}$$

где  $L$  - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (87)$$

Для линейного портала (высота 11,35 м):

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{25,5}\right) = 17,31 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (88)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{17,05}\right) = 10,43 \text{ (м)}$$

Аналогично проводится расчет для остальных пар молниеотводов, результаты расчета приведены в таблице 39

Таблица 39 – Расчет параметров молниезащиты

Система молниеотводов	L (м)	h (м)	$h_{\phi}$ (м)	$h_c$ (м)	$r_0$ (м)	$r_x$ (м)	$r_{cx}$ (м)
1-2	60,5	30	25,5	20,13	31,2	17,31	13,61
2-3	60,5	30	25,5	20,13	31,2	17,31	13,61
3-4	91,1	30	25,5	14,74	31,2	17,31	7,21
4-8	78	30	25,5	17,05	31,2	17,31	10,43
1-5	78	30	25,5	17,05	31,2	17,31	10,43
5-6	91,1	30	25,5	14,74	31,2	17,31	7,21
6-7	60,5	30	25,5	20,13	31,2	17,31	13,61
7-8	60,5	30	25,5	20,13	31,2	17,31	13,61

Подробный расчет молниезащиты показан в графической части работы и в приложении А

## 9 ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ВЛ БТЭЦ - ПС ЗАПАДНАЯ

Для Защиты ВЛ БТЭЦ – Западная применяем шкаф серии ШЭ2704 011021 «ЭКРА».

В данном разделе рассматривается расчет всех защит, устанавливаемых на ВЛ БТЭЦ – Западная в связи с реконструкцией

### 9.1 Дистанционная защита.

Сопротивление срабатывания защиты первой ступени:

$$Z_{сз}^I = 0.85 \cdot Z_{уд} \cdot l \quad (89)$$

где  $l_{б-п}$  - длина линии БТЭЦ – Западная 2,0 км.

$$Z_{сз}^I = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 2 = 0,68 \quad (\text{Ом})$$

Сопротивление срабатывания реле определяется:

$$Z_{сп} = K_{сх} \cdot \frac{K_I}{K_V} \cdot Z_{сз} \quad (90)$$

где  $K$  – коэффициенты трансформации трансформатора тока и трансформатора напряжения.

$$Z_{сп}^I = 1 \cdot \frac{120}{60} \cdot 0,68 = 1,36 \quad (\text{Ом})$$

Время срабатывания первой ступени:

$$t_I = 0.1 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты второй ступени:

$$Z_{сз}^{II} = 0.85 \cdot Z_{уд} \cdot l \quad (91)$$

$$Z_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 2 = 0,68 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле второй ступени:

$$Z_{c.р.}^{II} = 1 \cdot \frac{120}{60} \cdot 0,68 = 1,36 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания второй ступени:

$$t_{II} = 0,6 \text{ (с)}$$

Сопротивление срабатывания защиты третьей ступени:

$$Z_{cз}^{III} = 0,85 \cdot (Z_{y\partial} \cdot l + \frac{0,85 \cdot Z_{y\partial} \cdot l}{K_{mp}}) \quad (92)$$

где  $l_{e-n}$  - длина линии (км);

$K_{mp}$  - коэффициент тока распределения, принимаем 1.

$$Z_{cз}^{III} = 0,85 \cdot (2 \cdot 0,4 + 0,85 \cdot 2 \cdot 0,4) = 1,26 \text{ (Ом)}$$

Ток срабатывания реле третьей ступени определяется по формуле:

$$Z_{cр}^{III} = 1 \cdot \frac{120}{60} \cdot 1,26 = 2,52 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания третьей ступени:

$$t_{III} = 1,1 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени дистанционной защиты определяется:

$$K_{ч}^{III} = \frac{Z_{cз}^{III}}{Z_{y\partial} \cdot l_n} > 1,2 \quad (93)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{1,26}{2,0,4} = 1,5 > 1,2$$

Сопротивление срабатывания защиты четвертой ступени:

$$Z_{\text{сз}}^{\text{IV}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{ном}}}{I_{\text{дл}}} \quad (94)$$

где  $U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение на стороне 110 кВ;

$I_{\text{дл}}$  - длительно допустимый ток.

$$Z_{\text{сз}}^{\text{IV}} = \frac{0,95 \cdot 64}{0,69} = 88,11 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле четвертой ступени определяется по формуле:

$$Z_{\text{сп}}^{\text{IV}} = 1 \cdot \frac{120}{60} \cdot 88,11 = 176,22 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания четвертой ступени:

$$t_{\text{IV}} = 1,6 \text{ (с)}$$

Дистанционная защита на линии «БТЭЦ» – «Западная» удовлетворяет чувствительности на каждой ступени защиты.

## 9.2 Токовая отсечка.

Отсечка является разновидностью МТЗ, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени.

Отсечка с выдержкой времени на линиях. Отсечка выполняется с небольшой выдержкой времени на ступень селективности больше, чем время срабатывания быстродействующих защит предыдущих элементов:

$$t_{\text{с0}} = 0,4 \text{ (с)}$$



Это небольшое замедление может существенно уменьшить ток срабатывания отсечки по следующим причинам:

- 1) отстройка производится от меньших токов более удаленных точек КЗ;
- 2) значения коэффициента надежности могут приниматься значительно меньшими, а для нашего случая принимается 1.2;
- 3) требуется отстройки от бросков намагничивающего тока трансформаторов.

По условию селективности ток срабатывания отсечки выбирается больше максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка:

$$I_{CO} = K_H \cdot I_{к. \max}^{(3)} \quad (95)$$

где  $I_{к. \max}^{(3)}$  - ток определяемый при максимальном режиме;

$K_H$  - коэффициент надежности, равный 1.2.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется следующим выражением:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{к. \min}^{(3)} \cdot K_{\text{сх}}}{I_{CO}} > 1,2 \quad (96)$$

Определяем параметры токовой отсечки с выдержкой времени на линии БТЭЦ - Западная.

Ток срабатывания токовой отсечки определяется по формуле:

$$I_{CO} = 1,2 \cdot 11,3 = 13,56 \text{ (кА)}$$

Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{cp} = \frac{13,56 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{60} = 1,95$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 3,2 \cdot \sqrt{3}}{4,04} = 1,21 > 1,2$$

Токовая отсечка с выдержкой времени, выполненная на ВЛ 110 кВ БТЭЦ - Западная, удовлетворяет требованиям чувствительности.

### 9.3 Токовая защита нулевой последовательности.

Защита выполняется трехступенчатой. Измерительными реле тока подключаются к фильтру тока нулевой последовательности. Реле тока срабатывают при возрастании тока нулевой последовательности. Схемы защиты выполняется аналогично схемам токовой защиты от междуфазных КЗ.

Защита нулевой последовательности имеет преимущества:

1. Имеет более высокую чувствительность.
2. Имеет меньшую выдержку времени последней ступени.

Первая ступень отстраивается от максимального тока замыкания на землю, протекающего через рассматриваемую защиту при коротком замыкании в конце защищаемого участка:

$$I_{C3}^I = k_H \cdot I_{\max 1} \tag{97}$$

где  $k_H=1,2$  – для в сети 110—220 кВ.

$I_{\max 1}$  - максимальный ток однофазного короткого замыкания (А)

Первая ступень защиты выполняется без выдержки времени

$$I_{C3}^I = 1,2 \cdot 19570 = 23480 \text{ (А)}$$

Вторая ступень отстраивается от тока срабатывания I ступени:

$$I_{сз}^{II} = k_{отс}^{II} \cdot I_{сз}^I \quad (98)$$

где  $k_{отс}^{II} = 1,1$  - коэффициент отстройки.

$$I_{сз}^{II} = 1,1 \cdot 19570 = 21530 \text{ (A)}$$

Время срабатывания второй ступени защиты 0,5 сек

Третья ступень отстраивается от тока небаланса в защите при трехфазном коротком замыкании. В максимальном режиме это позволяет исключить неселективное отключение линии.

$$I_{сз}^{III} = k_n \cdot I_{нб\max} \quad (99)$$

Максимальный ток небаланса определяется как:

$$I_{нб\max} = k_{одн} \cdot k_{ан} \cdot \varepsilon \cdot I_{k\max}^{(1)}$$

где  $k_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока (принимаем 0,5);

$k_{ан}$  - коэффициент, учитывающий бросок апериодической составляющей тока короткого замыкания, принимаем 1);

$\varepsilon$  - допустимая погрешность трансформаторов тока (принимаем 0,1).

$$I_{нб\max} = 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 19570 = 978,5$$

$$I_{сз}^{III} = k_n \cdot I_{нб\max} = 1,2 \cdot 978,5 = 1174,0$$

Время срабатывания третьей ступени принимаем 1 сек.

Чувствительность защиты проверяется по формуле:

$$k_{\chi} = \frac{3 \cdot I_{\min 1}}{I_{сз}} \geq 1,5 \quad (100)$$

$$k_q = \frac{3 \cdot 3200}{202,2} = 47,5$$

Оставляем данную защиту т.к. она проходит проверку по чувствительности

#### **9.4 Автоматическое повторное включение**

На Благовещенской ТЭЦ применяется автоматическое повторное включение на воздушных линиях электропередач номинальным напряжением 110 кВ в количестве 6 штук.

Автоматическое повторное включение предназначено для повторного включения отключенной при коротком замыкании воздушной линии её под напряжением если данная короткое замыкание само ликвидировалось. В настоящее время в системах электроснабжения применяются различные системы автоматического повторного включения при этом следует отметить что они имеют успешную работу при основном однофазных коротких замыканиях, которые составляют большую часть от различных повреждений в системе электроснабжения.

Автоматическое повторное включение имеет высокую вероятность поставить воздушную линию 110 киловольт под напряжением при условии, что короткое замыкание в системе электроснабжения происходило не через металлические конструкции, а через воздушный промежуток. Основной характеристикой воздушных промежутков в системе электроснабжения является то что, а в них могут возникать короткое замыкания, но также и следует отметить что эти короткие замыкания могут резко исчезать при кратковременном снятии питания с воздушной линии электропередачи.

Автоматическое повторное включение могут устанавливаться не только на воздушные линии электропередач, но оно также и в некоторых случаях они используются на силовых трансформаторах что также обеспечивает высокую надёжность потребителей электрической энергии, которые подключены к шинам низкого напряжения данных трансформаторов.

Также следует отметить что бывают не только однократные автоматические повторное включение но также и двукратные и трёхкратные, при этом следует отметить что наибольшее вероятность успешного включения воздушной линии электропередач в работу имеет высокую вероятность при первом повторном включении при последующих повторных включениях вероятность успешного включения воздушной линии в работу а значительно снижается и возникает риск повреждения электрооборудования вместе короткого замыкания при повторном включении.

Существует значительное количество различных автоматических повторных включений включая и автоматическое повторное включение с контролем синхронизма, без контроля синхронизма, с контролем улавливания синхронизма повторное включение по факту отключения выключателя питающего воздушную линию электропередач, но также согласно схеме, автоматическая повторное включение имеет и другие различные характеристики которые применяются широко на тепловой электростанции которая рассматривается в данной работе

### **9.5 Устройство резервирования отказа выключателя**

Устройство резервирования отказа выключателя реализовано в терминале резервных защит линии ШЭ 2607 011021 производителя «ЭКРА».

На Благовещенской ТЭЦ также применяются и такие системы автоматического управления высоковольтными выключателями как устройство резервирования при отказе выключателя.

Смысл работы данного устройства заключается в том, что если какой из выключателей при отключении короткого замыкания либо ненормального режима работы отказал в отключении, то в электрической сети происходит отключение всех выключателей, которые являются смежными с данным выключателем.

Основным достоинством данного режима отключения выключателя является то что короткое замыкание по факту всё равно является отключенным

и развитие аварийной ситуации в системе электроснабжения не продолжается с временем.

Однако следует отнести к недостаткам для данного устройства автоматического отключения выключателя то что происходит отключение значительного количества электрооборудования и могут отключаться как силовые трансформаторы также и системы шин, и генераторы на тепловой электростанции которая рассматривается в данной работе.

Данное устройство имеет значительное количество управляющих воздействий и для работы данного устройства должны выполняться несколько команд в частности в выключателе должен протекать ток также должен фиксироваться контроль отказа выключателя в отключении короткого замыкания но также и в современных системах устройства резервирования имеется значительное количество различных параметров которые контролируют факт отключения выключателя либо отказ в отключении короткого замыкания либо повреждённого участка сети.

На рассматриваемой тепловой электростанции устройство резервирования при отказе и выключателя применяется на всех выключателях 110 кВ, но также оно и применяется в системе электроснабжения собственных нужд на генераторных выключателях на трансформаторных выключателях со стороны низкого напряжения на рабочих водах что нужд 6 кВ и 0,4 кВ.

Резервирование отказа выключателя имеет очень низкую вероятность работы так как в настоящее время применяются современные типы выключателей которые имеют значительные коммутационный ресурс и поэтому отказ в отключении короткого замыкания данными выключателями имеет крайне низкую вероятность Однако следует отметить что при срабатывании данного устройства оперативного персонала необходимо в кратчайшие сроки выявить не подключившийся выключатель и принять меры по его локализации далее система электроснабжения должна включаться в работу в кратчайшие сроки для восстановления систем электроснабжения потребителей города.

Устройство резервирования отказа выключателя оперативный персонал контролирует по сигнальным реле звуковой и световой сигнализации которая точно определяет а место повреждения выключателя либо указывает на тот выключатель который отказал в отключении.

Также следует отметить что устройство резервирования отказывающа выключателя является очень важной автоматикой Так как если оно не отработает короткое замыкание либо аварийный режим распространяется на значительное количество электрооборудования и оно может быть повреждено неправильно работа устройство резервирования отказов выключателя.

### **9.6 Автоматическая частотная разгрузка**

На БТЭЦ применяется АЧР - Автоматическая частотная разгрузка - элемент противоаварийной автоматики, который предназначен для предотвращения падения частоты энергосистемы в случае резкого уменьшения количества активной мощности в электрической сети.

На Благовещенской ТЭЦ применяется автоматическая частотная разгрузка - это система противоаварийной автоматики, которая предназначена для исключения лавины частоты в системе электроснабжения при различного рода нештатных ситуациях в системе электроснабжения.

Принцип работы автоматической частотной разгрузки заключается в том, что при изменении частоты в системе электроснабжения автоматика установлена на генераторах данной тепловой электростанции фиксируют данный факт и изменяет мощность в зависимости от того в какую сторону частота имеет тенденцию к снижению либо к увеличению.

Так, например, при увеличении частоты переменного тока в системе электроснабжения происходит разгрузка генераторов и они снижают мощность в соответствии с заданными программами по регулированию мощности в системе регулирования паровых турбин и котлов далее системе электроснабжения восстанавливается баланс мощности и потребляемой энергии это приводит к стабилизации частоты в системе электроснабжения и

приближении частоты переменного тока в системе электроснабжения к номинальным параметрам т.е. к 50 Гц.

Также следует отметить что данная автоматика применяется практически на всех тепловых и гидравлических электростанциях при этом некоторые из них могут иметь первостепенное значение например гидравлические электростанции регулируют систему электроснабжения в частности регулирует частоту переменного тока так как для них крайне низкая для набора либо для сброса нагрузки при этом На тепловой электростанции генераторы имеют очень высокую инерцию И поэтому они участвуют в регулировании частоты очень мало.

Также следует отметить что автоматическая частотная разгрузка имеет и следующие факторы срабатывания, то есть при снижении частоты переменного тока если генераторы не могут восстановить баланс мощности производится отключение потребителей, которые в первую очередь имеют категорию надёжности электроснабжения и по мере снижения частоты происходит отключение и остальных потребителей которые уже более высокую Надёжность категории электроснабжения.

При этом следует отметить что те потребители, которые не могут быть отключены по условиям работы тепловой электростанции соответственно и не отключаются от данной автоматики.

### **9.7 Устройство передачи аварийных сигналов и команд**

Устройство передачи аварийных сигналов и команд предназначено для обмена сигналами между смежными подстанциями и тепловыми электростанциями, смысл работы данного устройства заключается в том что при повреждении на одном из участков электропередач сигнал передаётся по специальным каналам которые могут быть образованы либо оптическими линиями связи либо сигнал может производиться через фазный провод при этом данный сигнал передаётся на смежный участок повреждённого участка воздушной линии электропередач в крайне низкие сроки.



При этом также могут передаваться различные команды от системы противоаварийной автоматики и других устройств которые фиксируют различные ненормальные режимы работы в системе электроснабжения.

На Благовещенской ТЭЦ применяется устройство передачи аварийных сигналов и команд, организованное как по каналам, оптической связи, которые проходят вдоль воздушных линий электропередач, но также и передача сигналов осуществляется через фазные провода с использованием высокочастотной связи.

Использование данных устройств на Благовещенской ТЭЦ очень положительно влияет на скорость отключения системы электроснабжения а также её элементов при ненормальных режимах работы электрической сети к таким режимам можно отнести асинхронный режим при этом электростанция выделяется на работу на собственные нужды и изолированную нагрузку, различного рода на коротких замыканиях на питающих линиях электропередач.

Наличие данной автоматики благоприятно влияют на работу электростанции, а также на её живучесть в различных внештатных либо аварийных ситуациях при этом данная автоматика позволяет оставить в работе генерирующие мощности электростанции без полного её отключения от электроснабжения.

При необходимости можно будет изменять настройки данной автоматики путем переключения специальных ключей управления на шкафах которые расположены в специальном следует отметить что оперативный персонал изменяет положение ключей и соответственно изменяет приём команд передачу команд различных для данной автоматики по команде диспетчера Амурского РДУ.

Соответственно диспетчер принимает решение об изменении настроек противоаварийной автоматики а также устройства передачи аварийных сигналов и команд в зависимости от той ситуации которая складывается в системе электроснабжения в данный момент времени.

## 10 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Проводим расчет приведенных затрат при реконструкции ОРУ 110 кВ БТЭЦ.

Определяем стоимость РУ:

$$K_{ру} = N_{яч110} \cdot K_{яч110} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (101)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2023 год (равен 11,51);

$K_p$  - районный коэффициент;

$N_{яч110}$  - количество ячеек выключателей 110 кВ;

$K_{яч110}$  - стоимость одной ячейки элегазового выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{ру} = 11 \cdot 7,7 \cdot 11,51 \cdot 1,3 = 1267,36 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем постоянную часть затрат при реконструкции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (102)$$

где  $K_{пост}$  - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 13,5 \cdot 11,51 \cdot 1,3 = 202,1 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в реконструкцию ОРУ 110 кВ

$$K = 1267,36 + 202,1 = 1469,36 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{ам} = K \cdot \alpha_{ам} \quad (103)$$

где  $\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K$  - капиталовложения.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (104)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования (для подстанционного оборудования 20 лет.)

$$I_{ам} = 1469,36 \cdot \frac{1}{20} = 73,46 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{экс} = \alpha_{экс.лс} \cdot K \quad (105)$$

где  $\alpha_{экс.лс} = 0,059$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанционного оборудования номинальным напряжением до 150 кВ о.е. (кроме ГЭС).

$$I_{экс} = 0,059 \cdot 1469,36 = 86,69 \text{ (млн.руб)}$$

Далее проводим расчет полных ежегодных затрат:

$$I_{\Sigma} = I_{экс} + I_{ам} \quad (106)$$

$$I_{\Sigma} = 73,46 + 86,69 = 160,15 \text{ (млн.руб)}$$

Таким образом проведен расчет суммарных капиталовложений при реконструкции ОРУ 110 кВ БТЭЦ, которые составили 1469,36 миллионов рублей при этом ежегодные издержки составили 160,15 миллионов рублей

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 11.1 Безопасность

В данной работе рассматривается реконструкция распределительного устройства 110 кВ Благовещенской ТЭЦ и пристанционного узла, включающего в себя силовые трансформаторы, предполагается установка современного оборудования для повышения надежности электроснабжения.

Рассмотрим основные правила охраны труда при работе в действующих электроустановках отметить что данная работа может выполняться по различным в частности по наряду по распоряжению, а также в порядке текущей эксплуатации посмотрим подробно каждую методику выполнения работы в действующих электроустановках.

При работе по наряду в действующая электроустановке он выдаётся в одном либо в нескольких экземплярах в зависимости от того Какой характер работы будет выполняться.

А наряд является документом, оформленным на специальном Бланке установленной формы в котором различные условия, при которых работа может быть выполнена также соответственно и указывается и состав бригады, а также категории лиц, которые будут являться ответственными за безопасное выполнение данной работы.

В наряде также указывается место работы время её начала и окончания условия безопасного выполнения работ и различные отдельные указания, которые повысить вероятность безопасного выполнения работы в действующие электроустановке.

Следует также отметить что наряд является документом и после выполнения всех работ по нему он не ликвидируется а остаётся на хранение значительное количество времени при этом в том случае если при выполнении какой-либо работы по данному наряду происходили какие-то нештатные ситуации либо был травмирован персонал либо имели место летальные исходы соответственно данный документ остаётся длительное время для

выполнения расследования по данному несчастному случаю. Он рядом в основном выполняются работы в действующих электроустановках номинального напряжения выше 1000В но также и в некоторых случаях могут они выполняться и в электроустановках до 1000В.

Следует отметить что наряд является более важным документом чем распоряжение так как он оформляется на специальном Бланке и соответственно время начала работы фиксируется также и в оперативном журнале и в журнале учёта работ по нарядам и распоряжениям. Наряду выполняются такие ответственные работы как работа на сборных системах шин на силовых трансформаторах также на генераторах и других электроустановках но также они могут и выполняться и на открытом распределительном устройстве которое рассматривается в данной работе. Определительное устройство Благовещенска представляет собой совокупность коммутационных аппаратов и м-м выполнение работы на котором обязательно должно выполняться именно по наряду.

При оформлении наряда должны производиться специальные целевые инструктажи в котором лицо выдающее наряд должно в обязательном порядке указывать мероприятие по безопасному выполнению конкретной работы с учётом характеристик данной схемы электроустановки при этом все в работе на данной электроустановке должны чётко понимать опасность поражения электрическим током в случае расширения рабочего места либо принятие каких-либо мер которые могут повлечь за собой травму либо летальный исход. Также рассмотрим такую методику работы в действующих электроустановках как распоряжение отметить что она выдаётся разово на специальном Бланке для данного распоряжения не требуется оно фиксируется только в оперативном журнале и в журнале учёта работ по нарядам и распоряжениям при этом оперативным персоналом вносит соответствующие записи в свой оперативную журнал и самостоятельно проводится левой инструктаж всем работникам в отношении безопасности поражения электрическим током на рабочем месте.

Распоряжение также выдаётся и производителю работ либо наблюдающему, либо ответственному руководителю работ при этом также в соответствии с требованиями правил охраны труда при эксплуатации электроустановок должен также проводиться и целевой инструктаж всем членам бригады ответственному руководителю работ производителя работ наблюдающему, а в отношении безопасности поражение электрическим током при выполнении работы в действующих электроустановках.

Имеет разовый характер и как было указано ранее оно ограничивается тем временем, которое необходимо для она выполнения конкретной работы в электроустановке при этом оно также ограничивается рабочим временем тех лиц, которые будут заниматься в данной электроустановке.

Распоряжение в основном выдаются на выполнение несложных работ и в частности оно выдается для работы в электроустановках до 1000В если рассматривать данный объект, то есть тепловой электростанцию в данном случае оно выдаётся на электроустановке 0,4 кВ.

Но также следует отметить что распоряжение может выдаваться и на электроустановке выше 1000В в частности по распоряжению могут выполняться работы на электродвигателях выше 1000В от которых кабели отключены и закорочены работа может выполняться и на комплектных распределительных устройствах в частности на выкатных тележках выключателей при условии что шторки отсека где токоведущей части остались под напряжением закрыты на замок и соответственно вывешены специальные запрещающие плакаты а также указательные плакаты. Также работа по распоряжению может выполняться и на силовых генераторах при этом условием для выполнения данной работы по распоряжению является то что отключены шины и он не подключен к цепям возбуждения.

Рассмотрим последнюю методику выполнения работ в действующих электроустановках - это работа в порядке текущей эксплуатации. Отметим что данная работа является самой простой из всех выполняемых в

действующих электроустановках и выполняется она оперативным персоналом находящимся на смене либо находящимся на дежурстве вне времени смены.

Работа в порядке текущей эксплуатации распространяется ток на электроустановке ниже 1000В и все виды работ которые могут выполняться по данной методики должны быть определены специальным документом которые утверждают технический руководитель предприятия. В данном документе должны быть определены виды работ условия безопасного выполнения данных работ а также состав бригады который может безопасно выполнять данную работу в конкретной электроустановке следует отметить что выполнение работы в порядке текущей эксплуатации разрешено только за оборудованием закреплённым за сменой на той территории которая относится именно к данной смене.

## **11.2 Экологичность**

Рассмотрим различные экологичные аспекты при работе действующих электроустановок на Благовещенск ТЭЦ в данном объекте применяется значительное количество масла наполненного оборудования при этом разлив масла при коротком замыкании из данного оборудования может привлечь значительное количество экологических нештатных ситуаций. Поэтому в данной работе рассматриваются такие методики предотвращения разлива масла на силовых трансформаторах как организация специального маслоприёмника под силовыми трансформаторами которые расположены на открытом распределительном устройстве в частности на пристанционном узле.

Маслоприемник представляет из себя конструкцию ограждающую силовой трансформатор по периметру при этом размеры геометрических конструкций данного маслоприёмника зависит от характеристик силового трансформатора в частности высота, а также его ширина зависит от геометрических размеров силового трансформатора при этом объём масла, который вмещает в себя маслоприёмник зависит от соответственно количество масла, расположенного в силовом трансформаторе.

В зависимости от количества масла расположенного в силовом трансформаторе значительно меняются размеры маслоприемника.

Рассмотрим также различные экологические аспекты при реализации намечаемой деятельности, то есть при реконструкции открытого распределительного устройства 110 кВ загрязнение воздуха в районе выполнения ремонтных работ Он может выполняться различных механизмов и машин при этом данная процедура может выполняться как при подготовительных работах, но также и при основных работах включая земляные работы различные строительные-монтажные и специальные виды работ.

Основными источниками для загрязнения окружающей среды как атмосферного воздуха, так и почвы является различные электротехническое оборудование, а также механизированное оборудование в частности загрязнения может происходить при заправке топливных баков при опылении при выполнении земляных работ, а также при других э работах которые выполняются при реконструкции открытого распределительного устройства.

#### *Расчет маслоприемника трансформатора*

На пристанционном узле Благовещенской ТЭЦ необходимо реконструировать маслоприемник трансформатора 4ВТ который в настоящее время не удовлетворяет требованиям безопасности и выполнен с нарушениями существующих требований НТД, марка трансформатора ТРДНС 25000/10/6/6 , размеры (м) 6,6×4,3×5,35 и массой масла 14,5 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [18].

2) Маслоприемник должен предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [18].

Маслоприемник выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [18].



3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [4]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (107)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 6,2 ТОННЫ.

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

$$V_{\text{трм}} = \frac{14,5}{0,88} = 16,48 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [4]:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (108)$$

где  $A$ ,  $B$  – длинна и ширина трансформатора (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{\text{мн}} = (6,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,3 + 2 \cdot 1,5) = 70,08 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [4]:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (109)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{бн}} = (6,6 + 4,3) \cdot 2 \cdot 5,35 = 116,63 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_n$  и нормативное время тушения  $t$  соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2))$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [4]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3} \quad (110)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (70,08 + 116,63) \cdot 10^{-3} = 67,22 \text{ (м}^3)$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [4]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mрм} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (111)$$

$$V_{mmH_2O} = 16,48 + 0,8 \cdot 67,22 = 70,26 \text{ (м}^3)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости

$V_{mmH_2O}$  :

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (112)$$

$$H_{mn} = \frac{70,26}{70,08} = 1,0 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [18]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [18]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [18]:

$$H_{nmm} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (113)$$

$$H_{nmm} = 1,0 + 0,05 + 0,25 = 1,3 \text{ (м)}$$

### 11.3 Чрезвычайные ситуации

При работе открытого распределительного устройства номинальным напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ могут производиться различные чрезвычайные ситуации к примеру, к таким ситуациям могут относиться и удары молнии в открытое распределительное устройство различные короткие замыканий.

Также к различным чрезвычайным ситуациям можно отнести и возгорание на объектах электроэнергетики в частности на открытом распределительном устройстве которое рассматривается в данной работе. Рассмотрим подробно действие оперативного персонала при возникновении каждой конкретной ситуации в частности при попадание молнии в открытый распределительное устройство оно защищается специальной системой молниеотводов и заземления которое рассчитана.

В данной работе при ударе молнии она попадает в первую очередь молние-приёмник который расположен на мачтах освещения по всему периметру открытого распределительного устройства. После того как молния попала в молние-приёмник соответственно ток молний протекает в заземляющее устройство и безопасно проходит через него без повреждения конструкции либо другого оборудования открытого распределительного устройства на Благовещенской ТЭЦ.

Конструкция молние-приёмника выполнена таким образом, чтобы полностью закрывать от ударов молнии всё оборудование, расположенное непосредственно под ними зона защиты он не отводов, распространяется далеко за пределы открытого распределительного устройства на Благовещенской ТЭЦ таким образом снижая значительно вероятность попадания молнии в электрооборудовании находящееся в работе либо в резерве на открытом распределительном устройстве.

Заземление, привязанное к системе молниезащиты на рассчитано таким образом, чтобы безопасно отводить ток молнии в землю при этом сопротивление данного заземляющего устройства соответствует

нормативным документам, действующим в настоящее время в электроустановках.

Следует отметить что заземляющее устройство на открытом распределительном устройстве выполнено в виде сетки и обладает значительно низким сопротивлением что позволяет безопасно отводить ток молнии в при этом всем он не отводы, которые расположены на открытом распределительном устройстве подключены к данному заземляющему устройству не менее чем тремя поводками.

Также и все остальные устройства и электрооборудование которое расположено на открытом распределительном устройстве также подключаются к заземляющему устройству своими поводками при этом следует отметить что в случае прорыва молнии через защиты молнии отводов они в первую очередь попадают в линейные порталы которые являются конструкциями на открытом распределительном устройстве при этом действующий электрооборудование также не подвергается воздействию молнии и ток молнии через порталы уходит в землю через заземляющее устройство.

Второе возможное происшествие, которое может происходить на открытом распределительном устройстве это короткое замыкание в действующей электроустановке. При возникновении коротких замыканий в первую очередь эти ликвидируется действием автоматических устройств, то есть на Благовещенской ТЭЦ на открытом распределительном устройстве имеется значительное количество защитных устройств, которые предназначены для отключения коротких замыканий различного типа в различных местах электроустановок.

Например, в случае возникновения короткого замыкания на системе шин первой и второй либо обходной происходит её отключение со всех сторон откуда может быть подано напряжение для исключения подпитки короткого замыкания.

Также следует отметить что в случае короткого замыкания одним выключателем происходит отключение нескольких выключателей действием специальной автоматики резервирования отказов выключателя.

В случае если при коротком замыкании происходит повреждение какого-либо оборудования соответственно оперативный персонал должен в обязательном порядке по бланку переключения вывести в ремонт повреждённый участок электроустановки, а остальная её часть должна быть включена в работу в кратчайшие сроки для обеспечения надёжности электроснабжения всех потребителей города.

Короткие замыкания могут возникать в электроустановках различного класса напряжения но так как в данном случае рассматривается открытый распределительное устройство 110 кВ то в нем могут возникать однофазные двухфазные трёхфазные а также двухфазные на землю все эти короткие замыкания действием автоматических устройств должны отключаться в кратчайшие сроки при этом время отключения замыкания в настоящее время занимает несколько долей секунды благодаря использованию современной автоматики и современных устройств выключателей.

Также рассмотрим различные нештатные ситуации связанные с возгоранием в действующих электроустановках при этом оперативный персонал должен действовать согласно инструкции по ликвидации аварийных ситуаций в действующих электроустановках и в случае возгорания должен принимать меры препятствующие распространению возгорания на остальную часть электроустановки в частности там распределительным устройстве Благовещенской ТЭЦ возгорание может произойти на кабельных коробах и оборудовании которое обладает определённой степенью возгорание.

Для исключения данной ситуации оперативным персоналом должен периодически выполняться осмотр действующих электроустановок на предмет повреждения каких-либо частей кабельных линий а также другого иного электрооборудования также возникновение каких-либо очагов

возгорания связано со скоплением пыли либо других горючих материалов во всех система электроснабжения которая рассматривается в данной работе. Основными средствами пожаротушения в электроустановках выше 1.000 в а являются углекислотные огнетушители которые могут использоваться до напряжения 10.000 в ну так же и при условии отключения электроустановки и заземление её могут использоваться системы водяного пожаротушения я широкое распространение приняли для рассматриваемой части электроснабжения.

Для каждого электрооборудования расположенного на открытом распределительном устройстве имеется специальная карта пожаротушения в которой отражается вся методика тушения возгорания именно в конкретной электроустановке данным документе обозначаются все пожарные гидранты а также расстояния от горячей электроустановки до них со всех сторон. Пожаротушения обозначаются всё электрооборудование которое должно быть отключено по условиям тушения возгорания на действующие электроустановки.

Оперативный персонал в обязательном порядке должен руководствоваться картами пожаротушения при ликвидации возгорания в действующей электроустановке. В случае возгорания на открытом распределительном устройстве в первую очередь за тушение возгорания принимает на себя начальник смены электростанции отдавая команды он принимает решение по локализации возгорания также обязательным условием является сообщение о возгорании на пульт пожарной охраны близлежащего пожарного депо.

Подразделение пожарных должны быть встречены соответственно и сопровождены на место возгорания при этом им должны быть выданы специальные устройства защитные в частности защитные заземления пожарных стволов, а перчатки и боты для безопасного выполнения тушения действующей электроустановки.

Также следует отметить что тушение возгорания в действующих электроустановках пожарными подразделениями запрещается без специального допуска, который соответственно выписывает начальник смены электростанции и пропуск может разделяться на два типа в частности это тушение электроустановки без напряжения, а также тушение электроустановки под напряжением до 400 В.

Каждый бланк на тушение электроустановки имеет установленную форму и соответственно определяет все мероприятия, которые должны быть выполнены для безопасного тушения возгорания в данной электроустановке дополнительно следует отметить что бланк на тушение электроустановки полностью обесточены гораздо проще чем тот бланк, который предназначен для тушения электроустановки под напряжением.

При тушении электроустановок под напряжением обязательным условием является заземление пожарного ствола а также применения диалектических средств в частности для электрических перчаток и диэлектрических бот которые выдаются пожарным подразделениям электромонтёров обслуживающих открыто распределительное устройство отметить при начале тушения возгорания все диэлектрические материалы должны быть проверены на и на отсутствие повреждений для исключения поражения пожарных подразделений действием электрического тока.

Рассмотрим различные нештатные ситуации которые могут возникать в действующих электроустановках при выполнении оперативных переключений в частности оперативного персонала выполняются различные коммутационные команды и коммутационной операции при этом существуют вероятность возникновения короткого замыкания таким образом нагрузки разъединителем происходит возникновение дуги которая может перейти в многократное короткое замыкание и соответственно могут быть человеческие жертвы и другие различные ситуации.

Поэтому оперативным персоналом для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации должны приниматься различные меры в частности

они должны выполнять проверку состояний коммутационных аппаратов, например, при операциях с разъединителем обязательно должно проверяться отключенное положение силового выключателя при проведении операции заземляющими ножами в обязательном порядке должно проверяться отсутствие напряжения на том участке системе электроснабжения где это заземление включается.

Проверка отключённого положения выключателя выполняется по механическому указателю расположено непосредственно на силовом выключателе при этом проверка отсутствия напряжения выполняется специальным индикаторным указателем, который является диэлектрическим элементом и предназначен для проверки как наличие напряжения Так и его отсутствие в действующих электроустановках различного рода напряжения.

Следует отметить что дополнительной защитой которая способствует предотвращению возникновения коротких замыканий а также других иных ситуаций в действующих электроустановках является наличие электромагнитной блокировки которая представляет из себя ему реле и контактов а также наличие различных блокировочных устройств на каждом коммутационном аппарате который имеет ручной привод данное устройство работает по принципу определённого коммутационного аппарата в том случае если операция с ними запрещены.

Все коммутационные аппараты на то расположены на открытом распределительном устройстве имеет своей цепи и вторичные цепи которые позволяют определить положение каждого из данных аппаратов при этом в случае в случае заземления какой-либо части электроустановки с использованием включения заземляющих ножей соответственно электромагнитная блокировка проверяет возможности выполнения данной операции и если данная операция запрещена по условиям того что м-м в данной части электроустановки включены либо разъединители либо выключатели соответственно за блокируются и операция не может быть выполнена из-за механической блокировки.



При использовании электромагнитной блокировки у оперативного персонала Всегда в наличии имеется ключ электромагнитной блокировки которая представляет из себя катушку с магнитным сердечником представляющим собой шток которые могут раз фиксировать механическую блокировку на любом коммутационном аппарате в случае если данная операция разрешена операция запрещена соответственно ток на катушку электромагнитного ключа не подаётся и аппарат находится в заблокированном состоянии и операции с ним выполнены быть не могут.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был проведен анализ состояния распределительного устройства высокого напряжения 110 кВ на Благовещенской ТЭЦ в частности такого оборудования как выключатели 110 кВ, на основании полученных данных проведена глубокая реконструкция данного устройства с полной заменой устаревших выключателей на современные элегазовые. Проведен расчет токов нагрузки всех присоединений, а также токов короткого замыкания. Выбрано основное и вспомогательное электротехническое оборудование и проведена его проверка по условиям электродинамической, термической и коммутационной стойкости к токам КЗ. В экономической части работы проведен расчет основных экономических аспектов при реконструкции распределительного устройства. В части безопасности жизнедеятельности определены основные методы безопасной эксплуатации электротехнического оборудования.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учеб-ник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 3 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 4 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.
- 5 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 6 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 7 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование органи-заций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.
- 8 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.
- 9 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
- 10 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.
- 11 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жи-лин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
- 12 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

13 Лыкин А.В. Распределительные электрические сети. М.: Нововибирский государственный технический университет, 2018.

14 Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфа-Инженерия, 2020.

15 Ополева, Г.Н. Электроснабжение пром. предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.

16 Полное пособие со справочными данными по расчету токоведущих частей и сборных шин в эл. станциях подстанциях. Практическое пособие к решению задач по курсу "Электрическая часть станций и подстанций" для студентов дневной и заочной форм обучения по специальности Т.01.01 "Электроэнергетика". Тема: Выбор токоведущих частей и кабелей. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017.

17 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп. // Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

18 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

19 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

20 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

21 Тарамалы Л.З., Шихкеримов И.А., Галкин А. И., Тютин А. В. Электрическая часть станций и подстанций. Методические указания к контрольным и курсовой работам. Новочеркасск: Южно–Российский гос. техн. Ун-т, 2017. 55с.

22 Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики: учебное пособие / В.Я. Ушаков. - Томск : Изд-во ТПУ, 2014. - 447 с.

23 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей // Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

24 Электрическая часть станций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие / [О. А. Васильева; Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. — Электрон. текстовые дан.]. — Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2019. — Электронная копия печатной публикации 2019 г.

25 Энергоэффективное электрическое освещение : учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова и др. ; под ред. Л.П. Варфоломеева. - Москва : Изд-во МЭИ, 2013. - 288 с.

26 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007.- 162 с.

27 <https://ru.wikipedia.org> 21.05.2023

28 Данные преддипломной практики

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчет молниезащиты

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ (м)}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ (м)}$$

Молниеотводы 1-5

$$h_c = 25,5 - (0,17 + 0,0002 \cdot 30) \cdot (78,0 - 30) = 17,05 \text{ (м)}$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{25,5}\right) = 17,31 \text{ (м)}$$

$$r_{cx} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{17,05}\right) = 10,43 \text{ (м)}$$

Молниеотводы 1-2

$$h_c = 25,5 - (0,17 + 0,0002 \cdot 30) \cdot (60,5 - 30) = 20,13 \text{ (м)}$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{25,5}\right) = 17,31 \text{ (м)}$$

$$r_{cx} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{20,13}\right) = 13,61 \text{ (м)}$$

Молниеотводы 2-3

$$h_c = 25,5 - (0,17 + 0,0002 \cdot 30) \cdot (60,5 - 30) = 20,13 \text{ (м)}$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{25,5}\right) = 17,31 \text{ (м)}$$

$$r_{cx} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{20,13}\right) = 13,61 \text{ (м)}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Молниеотводы 3-4

$$h_c = 25,5 - (0,17 + 0,0002 \cdot 30) \cdot (91,1 - 30) = 14,74 \text{ (м)}$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{25,5}\right) = 17,31 \text{ (м)}$$

$$r_{cx} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{14,74}\right) = 7,21 \text{ (м)}$$

### Молниеотводы 4-8

$$h_c = 25,5 - (0,17 + 0,0002 \cdot 30) \cdot (78,0 - 30) = 17,05 \text{ (м)}$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{25,5}\right) = 17,31 \text{ (м)}$$

$$r_{cx} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{17,05}\right) = 10,43 \text{ (м)}$$

### Молниеотводы 5-6

$$h_c = 25,5 - (0,17 + 0,0002 \cdot 30) \cdot (91,1 - 30) = 14,74 \text{ (м)}$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{25,5}\right) = 17,31 \text{ (м)}$$

$$r_{cx} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{14,74}\right) = 7,21 \text{ (м)}$$

### Молниеотводы 6-7

$$h_c = 25,5 - (0,17 + 0,0002 \cdot 30) \cdot (60,5 - 30) = 20,13 \text{ (м)}$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{25,5}\right) = 17,31 \text{ (м)}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$r_{cx} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{20,13}\right) = 13,61 \text{ (м)}$$

Молниеотводы 7-8

$$h_c = 25,5 - (0,17 + 0,0002 \cdot 30) \cdot (60,5 - 30) = 20,13 \text{ (м)}$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{25,5}\right) = 17,31 \text{ (м)}$$

$$r_{cx} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{20,13}\right) = 13,61 \text{ (м)}$$