

Министерство образования и науки 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) программы «Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ подстанция Силикатная – подстанция НПЗ в Амурской области.

Исполнитель
студент группы 242об-5

подпись, дата

Е. В. Кореляков
И.О.Ф.

Руководитель
профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

Ю. В. Мясоедов
И.О.Ф.

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А. Н. Козлов
И.О.Ф.

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 115 с., 20 рисунков, 23 таблицы, 2 приложения, 10 источников.

КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ПОДСТАНЦИЯ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, УСТАВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ.

В данной работе основным объектом разработки являлись уставки релейной защиты и автоматики проектируемой воздушной линии электропередачи 110 кВ Силикатная – НПЗ.

Цель работы – спроектировать эффективную защиту воздушной линии в соответствии с существующими нормативными документами и методиками расчета, а также сделать выбор относительно исполнения элементной базы устройств защиты и автоматики проектируемой воздушной линии электропередачи.

В результате выполнения работы дано описание района защищаемой линии; обоснована главная схема электрических соединений подстанции НПЗ и выбрано основное оборудование; рассчитаны уставки релейной защиты и автоматики проектируемой воздушной линии.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Климатические условия и условия строительства	9
1.1 Климатические условия района строительства	9
1.2 Описание условий строительства НПЗ	10
1.3 Экономическое обоснование схемы ОРУ 110 кВ ПС НПЗ	12
1.4 Специфика нефтеперерабатывающего производства	16
2 Расчет токов короткого замыкания	20
2.1 Междофазные короткие замыкания	22
2.2 Однофазные короткие замыкания	28
3 Выбор основного оборудования	37
3.1 Выбор выключателей и разъединителей 110 кВ на ПС Силикатная	38
3.2 Выбор выключателей и разъединителей 110 кВ на ПС НПЗ	43
3.3 Выбор и проверка гибких шин ОРУ 110 кВ ПС НПЗ	45
3.4 Выбор КРУ 10 кВ на ПС НПЗ	48
3.5 Выбор измерительных трансформаторов тока на ПС НПЗ	51
3.6 Выбор измерительных трансформаторов напряжения на ПС НПЗ	57
3.7 Выбор системы оперативного тока на ПС НПЗ	60
3.8 Расчет аккумуляторных батарей на ПС НПЗ	65
4 Релейная защита линии электропередачи	70
4.1 Дистанционная защита	71
4.2 Токовая защита нулевой последовательности	83
4.3 Мгновенная токовая отсечка	89
4.3 Максимальная токовая защита	90
5 Автоматика линии электропередачи	94
5.1 Автоматическое повторное включение (АПВ)	94
Заключение	98

Библиографический список	99
ПРИЛОЖЕНИЕ А Подробный расчет токов короткого замыкания	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Графическая часть	115

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВТ - атмосферно-вакуумная трубчатка
- АКБ – аккумуляторная батарея
- АПВ – автоматическое повторное включение
- АЦП – аналого – цифровой преобразователь
- ДЗ – дистанционная защита
- КЗ – короткое замыкание
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПС – подстанция
- ПУЭ – правила устройства электроустановок
- РЗА – релейная защита и автоматика
- ЭЛОУ - электрообессоливающая установка
- УМС - устройствами мигающего света
- УКИ - устройство контроля изоляции
- УКН – устройство контроля уровня напряжения

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании и эксплуатации любой электрической системы приходится считаться с возможностью возникновения в ней повреждений и ненормальных режимов работы. Наиболее распространенными и в то же время наиболее опасными видами повреждений в них являются разного рода короткие замыкания. Одним из основных видов ненормальных режимов являются перегрузки.

Основанием для разработки темы данной работы являлось изменение строения существующей электрической сети Амурской области, которое заключалось в введении нового крупного потребителя электроэнергии, которым является НПЗ. Проект по внедрению данного потребителя в энергетическую сеть неоднократно афишировался, поскольку территория, где будет реализовываться проект является территорией опережающего развития, являющейся программой по развитию Амурской области во всех сферах промышленности.

Следует отметить, что введение такого крупного потребителя, как НПЗ изменит режимные характеристики электроэнергетической сети, а также вызовет изменение токов короткого замыкания в близлежащих районах сети. Изменение значений токов короткого замыкания повлечет за собой несостоятельность существующих в сети средств защиты и автоматики противодействовать аварийным режимам. В связи с вышеизложенным можно сделать вывод, что тема проекта является актуальной, поскольку призвана адаптировать средства защиты и автоматики электроэнергетической сети к новым условиям.

Новизну работы можно проследить в использовании нестандартных решений в выборе средств защиты. Так для защиты будут использованы средства релейной защиты на микропроцессорной элементной базе, что

позволит как можно быстрее реагировать на возникающие аварийные режимы сети.

Практическая значимость работы заключается во внедрении относительно новых и уже зарекомендовавших себя технологий, позволяющих эффективно и быстро ликвидировать аварийные режимы в электроэнергетической сети.

К таким технологиям можно отнести установку шкафов микропроцессорной релейной защиты ШЭ2607 от компании «Экра».

1 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

1.1 Климатические условия района строительства

В Амурской области климат очень разнообразен. На северо-западе преобладает резко континентальный климат, а на юго-востоке мусонный. Такие различия объясняются главным образом широтным положением, особенностями рельефа области, а также наличием крупных водных объектов (Зейское и Бурейское водохранилища, реки Зeya и Амур). Также влияние на климат оказывают солнечная радиация и растительность области.

Климат, прежде всего, характеризуют показатели температуры самого холодного и самого тёплого месяцев. Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе самая низкая температура фиксируется в горных районах области и может опускаться до -32°C , а во впадинах между горами температура воздуха опускается еще ниже. Зима в области холодная, даже на юге средняя температура зимой составляет от -27°C до -21°C . Средняя январская температура в Благовещенске находится на отметке $-21,5^{\circ}\text{C}$, а абсолютный температурный минимум в зимний период -45°C .



Рисунок 1 – Карта Амурской области

Лето в области теплое и достаточно влажное, особенно на юге. В июле в среднем температура варьируется от 21 °С до 23 °С. Даже в горах в летнее время средняя температура может быть до 17 °С. Абсолютный летний максимум для северных районов может достигать 37 °С, а на юге до 40 °С.

Количество осадков в году не велико, в основном максимум осадков приходится на летний период, что связано с мусонным климатом и возрастающим испарением влаги и дальнейшим увеличением влажности воздуха.

Сейсмичность района 7 баллов по шкале MSK-64;

Расчетная температура воздуха минус 42 °С (наиболее холодной пятидневки);

Нормативный скоростной напор ветра 650 Па (III район);

Расчетный вес снегового покрова – 120 кг/м² (II район);

Нормативная толщина стенки гололеда 20 мм (III район).

Число грозных часов в год 60-80;

Среднемесячная температура наиболее теплого месяца (июля) 22 °С, наиболее холодного (января) -25 °С.

1.2 Описание условий строительства НПЗ

В Амурской области сейчас созданы две территории опережающего развития. Одна из них — ТОР "Приамурская", здесь два резидента. Первый — завод по переработке цементного клинкера в селе Березовка Ивановского района Амурской области. Общая площадь завода — 60 тысяч квадратных метров, производство практически готово к запуску, строительство завода началось в феврале 2013 года, на полную проектную мощность завод выйдет в 2016 году. Мощность первой очереди составит 142 тысячи тонн в год, мощность второй очереди — 500 тысяч тонн в год. Здесь будет создано 150 рабочих мест.

Здесь же в Березовке создается нефтеперерабатывающий завод (НПЗ), под него пока подготовлена площадка. Максимальная потребляемая мощность Амурского НПЗ составит 50 МВт, а требуемая категория надежности

электроснабжения – I. ПС НПЗ будет иметь высокое напряжение равное 110 кВ, низкое - 10 кВ и присоединится к сети высокого напряжения путем врезки проектируемой подстанции в рассечку ВЛ 110 кВ Силикатная – Среднебелая с образованием ВЛ 110 кВ Силикатная – НПЗ и ВЛ 110 кВ Среднебелая - НПЗ. Таким образом, ПС НПЗ может быть запитана по двум независимым друг от друга ВЛ 110 кВ. Также планируется в целях повышения надежности бесперебойного электроснабжения проектируемой подстанции спроектировать еще одну питающую ПС НПЗ ВЛ 110 кВ Ивановка – НПЗ ориентировочной протяженностью 35 км, что означает то, что ПС НПЗ будет питаться уже от трех независимых линий 110 кВ.

Все текущие изменения в сети 110 кВ повлекут за собой реконструкцию близлежащих электрически связанных с ПС НПЗ подстанций. Так, на подстанциях 110 кВ Силикатная и Среднебелая целесообразно применить схемы РУ 110 кВ № 110-5АН без ремонтной перемычки со стороны трансформаторов, в соответствии с п. 1.6.2 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», поскольку данные схемы являются экономически выгодными, так как предполагают установку меньшего количества выключателей относительно других вариантов, при этом не снижают надежность электроснабжения потребителей подстанций, на которые планируются к установке. Также планируется реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Ивановка с изменением существующей схемы РУ 110 кВ на типовую схему № 110-9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой ячейки секционного выключателя, расширением на одну линейную ячейку и установкой второго трансформатора напряжения 110 кВ. Реконструкция ПС 220 кВ Благовещенская с заменой в линейной ячейке ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная трансформаторов тока с номинальным током первичной обмотки 300 А на трансформаторы тока с номинальным током первичной обмотки не менее 400 А. Реконструкция ПС 220 кВ Белогорская с заменой в линейной ячейке ВЛ 110 кВ Белогорск – Среднебелая с

отпайкой на ПС Некрасовка трансформаторов тока с номинальным током первичной обмотки 300 А на трансформаторы тока с номинальным током первичной обмотки не менее 400 А.

Для самого НПЗ примем схему РУ ВН № 110-13 с п. 1.6.2 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», поскольку данная схема обладает относительной простотой и достаточной надежностью для электроснабжения НПЗ, а ее недостатки относительно перерыва в электроснабжении на время оперативных переключений сгладятся за счет введения дополнительной питающей линии 110 кВ Ивановка – НПЗ, а также установкой дополнительного трансформатора.

1.3 Экономическое обоснование схемы ОРУ 110 кВ ПС НПЗ

Для более обоснованного выбора ОРУ 110 кВ ПС НПЗ можно привести экономическое сравнение двух возможных вариантов исполнения ПС НПЗ. Различие между данными вариантами заключается в исполнении ОРУ 110 кВ ПС НПЗ, а значит и в количестве выключателей, разъединителей, постоянных затратах на сооружение самой ПС.

Постоянная часть затрат на подстанцию учитывает подготовку и благоустройство территории, ОПУ, систему оперативного постоянного тока, компрессорную, внутривоздушное водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение. Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы высшего напряжения ПС.

В дальнейших расчетах все значения стоимости будут приведены за базисный 2000 год.

Расчет капитальных вложений в ОРУ 110 кВ ПС НПЗ для первого варианта.

Для первого варианта ОРУ 110 кВ «Две рабочих системы шин», который является типовым, постоянная часть затрат на ПС составит 21000 тыс. руб [7].

$$K_{1ном} = 21000 \text{ тыс. руб.}$$

На рисунке 2 изображен первый вариант исполнения ОРУ ПС НПЗ.

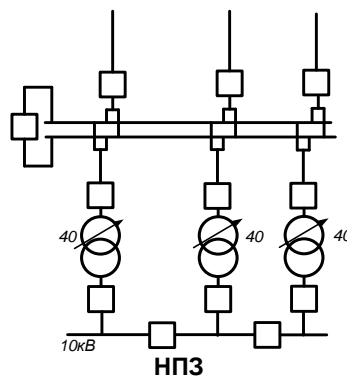


Рисунок 2 – Первый вариант исполнения ОРУ 110 кВ ПС НПЗ

Количество комплектов выключателей на ПС НПЗ в случае первого варианта будет складываться из трех комплектов выключателей подходящих линий, трех комплектов трансформаторных выключателей и одного секционного комплекта выключателя. Таким образом, общее количество комплектов выключателей на высоком напряжении будет равно семи.

$$n_{1выкл} = 7 \text{ шт.}$$

Стоимость одного комплекта элегазового выключателя для ОРУ 110 кВ составляет 7000 тыс. руб. в стоимость комплекта учитывается сам выключатель, разъединитель, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН, панели управления и РЗиА, кабельное хозяйство в пределах ячейки, а также строительные и монтажные работы.

$$K_{6выкл} = 7000 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в комплекты выключателей найдем по формуле:

$$K_{i_{\text{выкл}}} = K_{\text{выкл}} \cdot n_{i_{\text{выкл}}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{выкл}}$ - стоимость одного комплекта выключателя, тыс. руб.;

$n_{i_{\text{выкл}}}$ - количество комплектов выключателей соответствующего варианта схемы высокого напряжения ОРУ 110 кВ.

$$K_{i_{\text{выкл}}} = 7000 \cdot 7 = 49000 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения, затраченные на возведение ОРУ 110 кВ.

$$K_{i_{\Sigma}} = K_{\text{инфл}} \cdot (K_{i_{\text{выкл}}} + K_{i_{\text{пост}}}), \quad (2)$$

где $K_{\text{инфл}}$ - коэффициент инфляции на май 2016 года равный 7,3 [10];

$K_{i_{\text{выкл}}}$ - суммарные капиталовложения в комплекты выключателей соответствующего варианта, тыс. руб.;

$K_{i_{\text{пост}}}$ - суммарные постоянные капиталовложения на возведение подстанции соответствующего варианта, тыс. руб.

Суммарные капиталовложения в ОРУ 110 первого варианта.

$$K_{i_{\Sigma}} = 7,3 \cdot (21000 + 49000) = 511000 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет капитальных вложений в ОРУ 110 кВ ПС НПЗ для второго варианта.

Второй вариант ОРУ 110 кВ является не типовым, поэтому о его стоимости можно судить приближенно, опираясь на схожие ОРУ такого же напряжения. Составной частью ОРУ 110 кВ второго варианта можно принять схему 110-5АН «Мостик без ремонтной перемычки и выключателями в цепях трансформаторов». Рассматриваемая схема ОРУ отличается от мостика наличием дополнительной ячейки с трансформатором, поэтому чтобы примерно определить стоимость принимаемого к установке не типового ОРУ 110 кВ достаточно будет взять базовую стоимость мостика, составляющую 11000 тыс. руб. и прибавить к ней еще 60 % его стоимости, которая будет соответствовать дополнительной ячейке ОРУ.

$$K_{2\text{ном}} = 1,6 \cdot 11000 = 17600 \text{ тыс. руб.}$$

На рисунке 3 изображен второй вариант исполнения ОРУ 110 кВ ПС НПЗ.

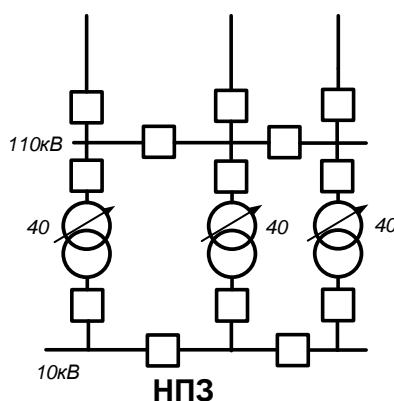


Рисунок 3 – Второй вариант исполнения ОРУ 110 кВ ПС НПЗ

Количество комплектов выключателей на ПС НПЗ в случае второго будет складываться из трех комплектов выключателей подходящих линий, трех комплектов трансформаторных выключателей и двух комплектов секционных

выключателей. Общее количество комплектов выключателей на высоком напряжении будет равно восьми.

$$n_{2\text{выкл}} = 8 \text{ шт.}$$

Капиталовложения в комплекты выключателей для второго варианта.

$$K_{2\text{выкл}} = 7000 \cdot 7 = 56000 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в ОРУ 110 кВ второго варианта.

$$K_{2\Sigma} = 7,3 \cdot (17600 + 56000) = 536550 \text{ тыс. руб.}$$

Сравнив суммарные капиталовложения в ОРУ 110 кВ для первого и второго варианта, можно сделать вывод, что экономически выгодным является первый вариант ОРУ 110 кВ со схемой 110-13 «Две рабочие системы шин». Амортизационные издержки, а также издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования подстанции в каждом варианте не учитывались, поскольку они прямопропорциональны капиталовложениям в ОРУ и не могут повлиять на экономическую выгоду выбранного варианта ОРУ 110 кВ. Потери в трансформаторах на ПС обоих вариантов будут одинаковы и также могут не учитываться.

Таким образом, окончательно примем к установке на ОРУ высокого напряжения ПС НПЗ схему 110-13 «Две рабочие системы шин».

1.4 Специфика нефтеперерабатывающего производства

Процесс переработки нефти можно разделить на 3 основных этапа:

1. Разделение нефтяного сырья на фракции, различающиеся по интервалам температур кипения (первичная переработка);
2. Переработка полученных фракций путем химических превращений

содержащихся в них углеводородов и выработка компонентов товарных нефтепродуктов (вторичная переработка);

3. Смешение компонентов с вовлечением, при необходимости, различных присадок, с получением товарных нефтепродуктов с заданными показателями качества (товарное производство).

Продукцией НПЗ являются моторные и котельные топлива, сжиженные газы, различные виды сырья для нефтехимических производств, а также, в зависимости от технологической схемы предприятия - смазочные, гидравлические и иные масла, битумы, нефтяные коксы, парафины. Исходя из набора технологических процессов, на НПЗ может быть получено от 5 до более чем 40 позиций товарных нефтепродуктов.

Нефтепереработка - непрерывное производство, период работы производств между капитальными ремонтами на современных заводах составляет до 3-х лет, что служит основанием считать НПЗ потребителем I категории надежности. Функциональной единицей НПЗ является технологическая установка - производственный объект с набором оборудования, позволяющего осуществить полный цикл того или иного технологического процесса.

Принятое на завод сырьё поступает в соответствующие емкости товарно-сырьевой базы, связанной трубопроводами со всеми технологическими установками НПЗ. Количество поступившей нефти определяется по данным приборного учёта, или путём замеров в сырьевых емкостях (рис. 4).



Рисунок 4 - Сырьевые емкости товарно-сырьевой базы НПЗ

Подготовка нефти к переработке (электрообессоливание).

Сырая нефть содержит соли, вызывающие сильную коррозию технологического оборудования. Для их удаления нефть, поступающая из сырьевых емкостей, смешивается с водой, в которой соли растворяются, и поступает на ЭЛОУ - электрообессоливающую установку. Процесс обессоливания осуществляется в электродегидрататорах - цилиндрических аппаратах со смонтированными внутри электродами. Под воздействием тока высокого напряжения (25 кВ и более), смесь воды и нефти (эмульсия) разрушается, вода собирается внизу аппарата и откачивается. Для более эффективного разрушения эмульсии, в сырьё вводятся специальные вещества - деэмульгаторы. Температура процесса составляет 100-120°C.

Первичная переработка нефти.

Обессоленная нефть с ЭЛОУ поступает на установку атмосферно-вакуумной перегонки нефти, которая на российских НПЗ обозначается аббревиатурой АВТ - атмосферно-вакуумная трубчатка. АВТ разделена на два блока – атмосферной и вакуумной перегонки.

Атмосферная перегонка предназначена для отбора светлых нефтяных фракций - бензиновой, керосиновой и дизельных. Остаток атмосферной перегонки - мазут. Процесс заключается в разделении нагретой нефти на отдельные фракции в ректификационной колонне - цилиндрическом вертикальном аппарате, внутри которого расположены контактные устройства (тарелки), через которые пары движутся вверх, а жидкость - вниз. Ректификационные колонны различных размеров и конфигураций применяются практически на всех установках нефтеперерабатывающего производства, количество тарелок в них варьируется от 20 до 60. Предусматривается подвод тепла в нижнюю часть колонны и отвод тепла с верхней части колонны, в связи с чем температура в аппарате постепенно снижается от низа к верху. В результате сверху колонны отводится бензиновая фракция в виде паров, а пары керосиновой и дизельных фракций конденсируются в соответствующих частях колонны и выводятся, мазут

остаётся жидким и откачивается с низа колонны.

Вакуумная перегонка предназначена для отбора от мазута масляных дистиллятов на НПЗ топливно-масляного профиля, или широкой масляной фракции (вакуумного газойля) на НПЗ топливного профиля. Остатком вакуумной перегонки является гудрон.

Необходимость отбора масляных фракций под вакуумом обусловлена тем, что при температуре свыше 380°C начинается термическое разложение углеводородов (крекинг), а конец кипения вакуумного газойля - 520°C и более. Поэтому перегонку ведут при остаточном давлении 40-60 мм рт. ст., что позволяет снизить максимальную температуру в аппарате до $360-380^{\circ}\text{C}$.

Стабилизация и вторичная перегонка бензина.

Получаемая на атмосферном блоке бензиновая фракция содержит газы (в основном пропан и бутан) в объёме, превышающем требования по качеству, и не может использоваться ни в качестве компонента автобензина, ни в качестве товарного прямогонного бензина. Кроме того, процессы нефтепереработки, направленные на повышение октанового числа бензина и производства ароматических углеводородов в качестве сырья используют узкие бензиновые фракции. Этим обусловлено включение в технологическую схему переработки нефти данного процесса, при котором от бензиновой фракции отгоняются сжиженные газы, и осуществляется её разгонка на 2-5 узких фракций на соответствующем количестве колонн.

Продукты первичной переработки нефти охлаждаются в теплообменниках, в которых отдают тепло поступающему на переработку холодному сырью, за счет чего осуществляется экономия технологического топлива, в водяных и воздушных холодильниках и выводятся с производства. Аналогичная схема теплообмена используется и на других установках НПЗ.

Современные установки первичной переработки зачастую являются комбинированными и могут включать в себя вышеперечисленные процессы в различной конфигурации. Мощность таких установок составляет от 3 до 6 млн. тонн по сырой нефти в год.

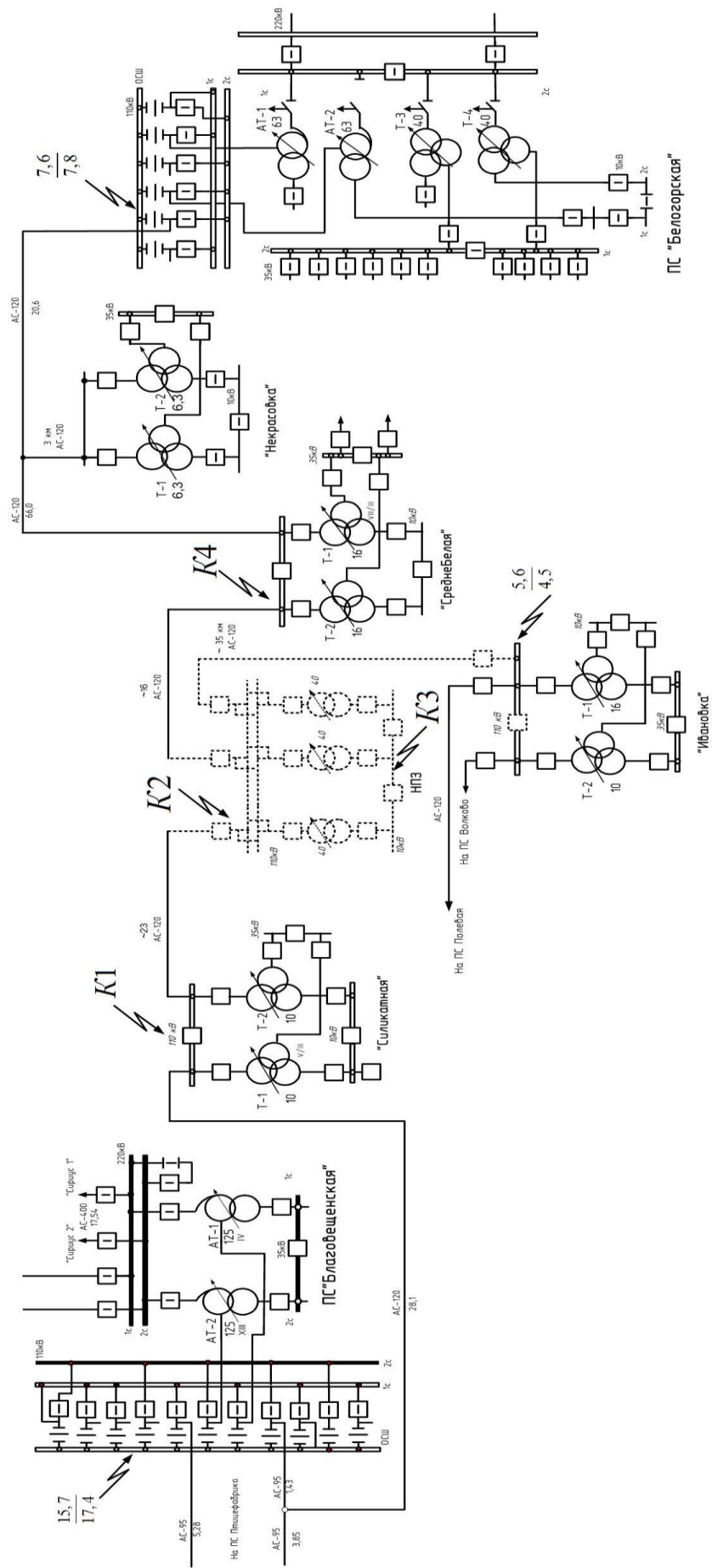
2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ на шинах высокого напряжения подстанции выполняется для возможности дальнейшего расчета уставок срабатывания и проверки защит элементов электрической сети по чувствительности. Для расчета уставок устройств релейной защиты необходимы максимальные (трехфазные токи КЗ), минимальные (двухфазные токи КЗ), а также токи нулевой последовательности, появляющиеся при КЗ на землю, которые нужны для определения уставок ТЗНП.

В качестве точек для расчета токов КЗ выступают ПС Силикатная, ПС НПЗ и ПС Среднебелая напряжением 110 кВ, точки К1, К2 и К3, а также К4 соответственно, входящие в состав электрической сети Амурской области.

Расчет токов КЗ начнем с определения токов при трехфазном коротком замыкании. В качестве примера рассчитаем ток трехфазного КЗ на шинах высокого напряжения 110 кВ ПС Силикатная.

Задачей расчета симметричного (трехфазного) тока КЗ является определение периодической составляющей тока КЗ для начального момента возникновения замыкания ($t=0$). Расчет будем вести в именованных единицах. На рисунке 5 приведена исходная схема с условиями для расчета токов КЗ в выбранных точках сети.



1.1 Междофазные короткие замыкания

Расчет токов КЗ начнем с определения токов при трехфазном коротком замыкании. В качестве примера рассчитаем ток трехфазного КЗ на шинах высокого напряжения 110 кВ ПС Силикатная.

На рисунке 6 изображена схема замещения прямой последовательности для расчета трехфазного КЗ на шинах высокого напряжения ПС Силикатная [2].

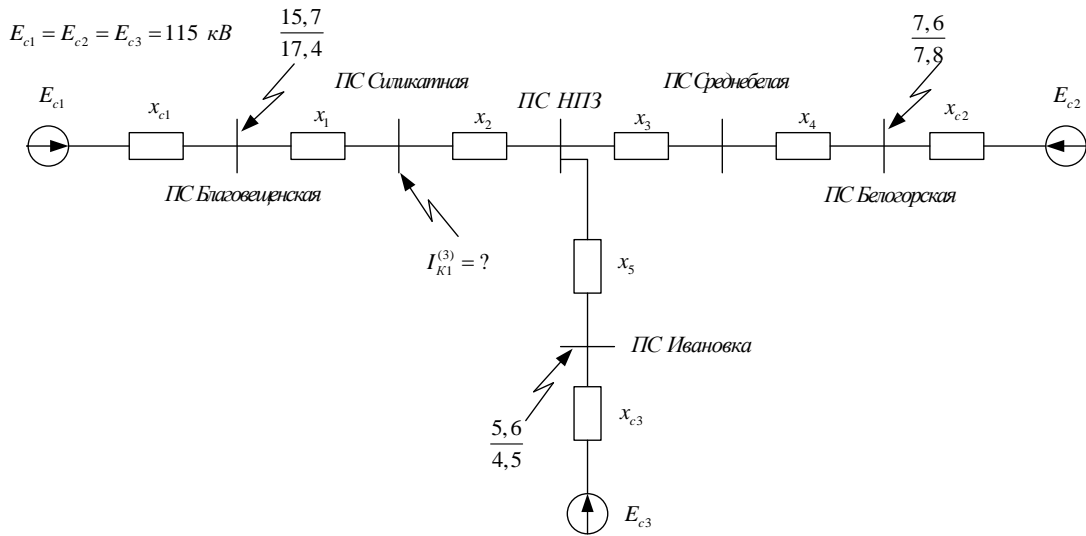


Рисунок 6 – Расчетная схема замещения прямой последовательности

Сопровитвления элементов схемы замещения, Ом.

Сопровитвления прямой последовательности систем определяются по формуле:

$$x_{1c} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}}, \quad (3)$$

где E_c - напряжение системы, кВ;

$I_{Kc}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ на шинах питающей системной подстанции, кА.

Далее, при расчете трехфазного КЗ цифру 1, означающую принадлежность величины к прямой последовательности, будем опускать.

Таким образом, найдем сопротивления систем схемы замещения прямой последовательности.

$$x_{c1} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15,7} = 4,229 \text{ Ом};$$

$$x_{c2} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 7,6} = 8,738 \text{ Ом};$$

$$x_{c3} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5,6} = 11,856 \text{ Ом}.$$

Сопротивления воздушных линий находим по формуле (4).

$$x_l = x_{1\gamma\delta} \cdot l, \tag{4}$$

где $x_{1\gamma\delta}$ - удельное реактивное сопротивление прямой последовательности линии, Ом/км;

l - длина линии, км.

Для провода АС – 120/19, по условиям установленного на всей рассчитываемой сети, погонное сопротивление прямой последовательности составляет 0,427 Ом/км.

Сопротивление ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная:

$$x_{л1} = 0,427 \cdot 28,1 = 11,999 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ Силикатная – НПЗ:

$$x_{\pi 2} = 0,427 \cdot 23 = 9,821 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ НПЗ – Среднебелая:

$$x_{\pi 3} = 0,427 \cdot 16 = 6,832 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ Среднебелая – Белогорская:

$$x_{\pi 4} = 0,427 \cdot 86,6 = 36,978 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ Ивановка – НПЗ:

$$x_{\pi 5} = 0,427 \cdot 35 = 14,945 \text{ Ом.}$$

В общем случае периодическая составляющая трехфазного тока КЗ в начальный момент времени находится по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}}, \quad (5)$$

где $E_{\text{экв}}$ - эквивалентная ЭДС при КЗ, кВ;

$x_{1\Sigma}$ - суммарное сопротивление прямой последовательности относительно точки КЗ, Ом.

Поскольку все ЭДС систем равны между собой и составляют 115 кВ, то и эквивалентная ЭДС останется равной 115 кВ.

Свернем схему замещения прямой последовательности (рис. 6) относительно точки короткого замыкания К1 и найдем суммарное сопротивление прямой последовательности $x_{1\Sigma}$.

$$x_6 = x_{c1} + x_{л1}; \quad (6)$$

$$x_6 = 4,229 + 11,999 = 16,228 \text{ Ом.}$$

$$x_7 = x_{c2} + x_{л3} + x_{л4}; \quad (7)$$

$$x_7 = 8,736 + 6,832 + 36,978 = 52,546 \text{ Ом.}$$

$$x_8 = x_{c3} + x_{л4}; \quad (8)$$

$$x_8 = 11,856 + 14,945 = 26,801 \text{ Ом.}$$

Подведем промежуточный итог свертывания схемы относительно расчетной точки КЗ, изобразив его на рисунке 7.

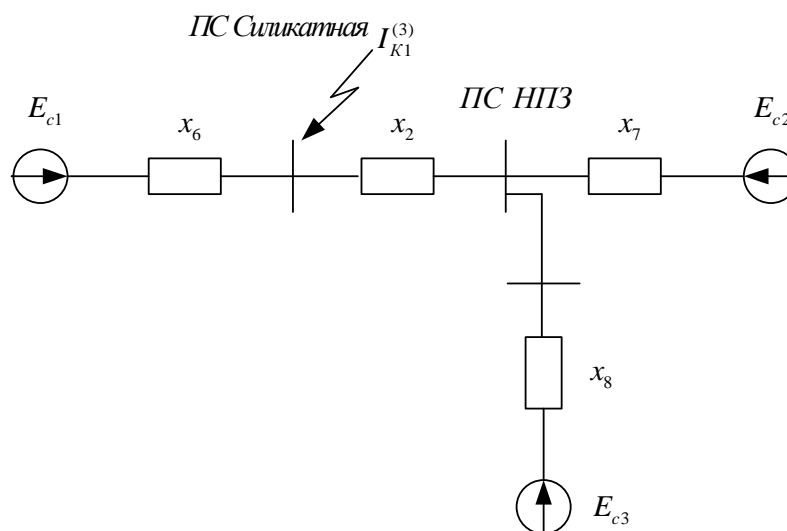


Рисунок 7 - Промежуточный итог свертывания схемы

$$x_9 = \frac{x_7 \cdot x_8}{x_7 + x_8}; \quad (9)$$

$$x_9 = \frac{52,546 \cdot 26,801}{52,546 + 26,801} = 17,749 \text{ Ом.}$$

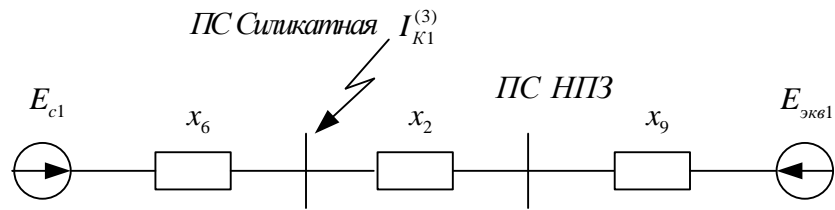


Рисунок 8 - Промежуточный итог свертывания схемы

$$x_{10} = x_9 + x_2; \tag{10}$$

$$x_{10} = 17,749 + 9,821 = 27,57 \text{ Ом.}$$

Эквивалентная ЭДС $E_{\text{экв1}} = 115 \text{ кВ}$, поскольку эквивалентруемые ЭДС систем два и три равны между собой и также имеют значение 115 кВ.

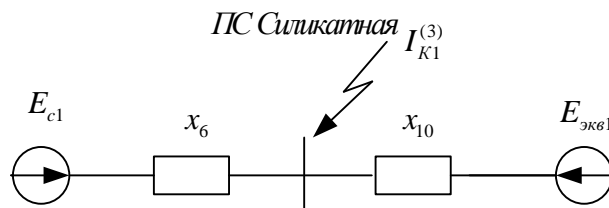


Рисунок 9 - Промежуточный итог свертывания схемы

Найдем суммарное сопротивление прямой последовательности относительно расчетной точки КЗ.

$$x_{1\Sigma} = \frac{x_6 \cdot x_{10}}{x_6 + x_{10}}; \tag{11}$$

$$x_{1\Sigma} = \frac{16,228 \cdot 27,57}{16,228 + 27,57} = 10,215 \text{ Ом.}$$

Эквивалентная ЭДС системы $E_{\text{экв}2}$ имеет значение 115 кВ.

Свернутая относительно ПС Силикатная схема замещения прямой последовательности показана на рисунке 10.

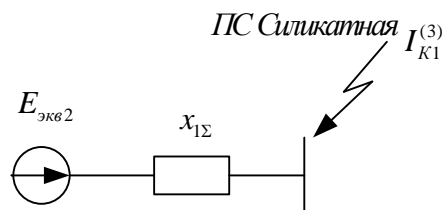


Рисунок 10 - Свернутая относительно расчетной точки схема прямой последовательности

Найдем значение тока трехфазного КЗ на шинах ПС Силикатная (расчетная точка К1).

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 10,215} = 6,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ найдем по следующей формуле.

$$i_{y\partial K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{K1}^{(3)} \cdot K_{y\partial}, \quad (12)$$

где $K_{y\partial}$ - ударный коэффициент ($K_{y\partial} = 1,61$) [6].

$$i_{y\partial K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 6,5 \cdot 1,61 = 14,799 \text{ кА.}$$

Зная ток трехфазного КЗ можно найти и ток двухфазного КЗ, поскольку эти токи связаны следующим соотношением.

$$I_{no}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)}. \quad (13)$$

Таким образом, найдем значение тока двухфазного КЗ на шинах высокого напряжения ПС Силикатная.

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,5 = 5,629 \text{ кА}.$$

1.2 Однофазные короткие замыкания

Также рассчитаем ток однофазного КЗ на шинах высокого напряжения ПС Силикатная.

На рисунке 11 изображена схема замещения нулевой последовательности для расчета однофазного тока КЗ.

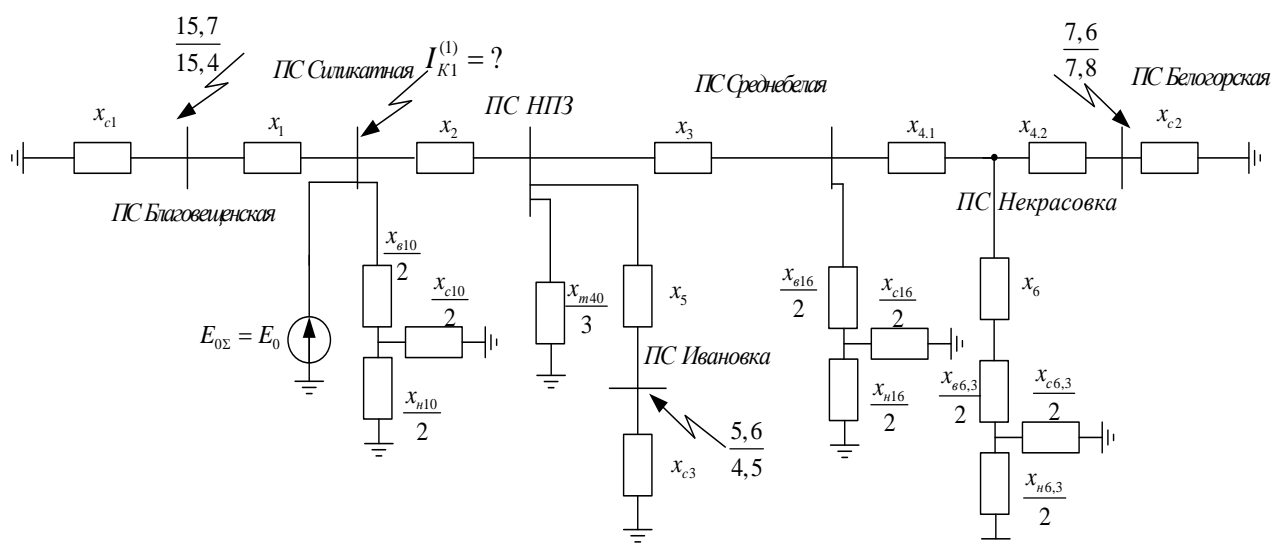


Рисунок 11 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности

Ток однофазного КЗ находится по формуле:

$$3I_{no}^{(1)} = \frac{3E_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})}, \quad (14)$$

где E_{Σ} - суммарная ЭДС для тока однофазного КЗ, кВ;

$x_{1\Sigma}$ - суммарное сопротивление прямой последовательности, Ом;

$x_{2\Sigma}$ - суммарное сопротивление обратной последовательности, Ом;

$x_{0\Sigma}$ - суммарное сопротивление нулевой последовательности, Ом.

Так как схемы замещения прямой и обратной последовательности для нахождения тока в одной и той же точке КЗ одинаковы, то $x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma}$. Сопротивление прямой последовательности, относительно расчетной точки КЗ найдено ранее при расчете тока трехфазного КЗ.

Сопротивления элементов схемы нулевой последовательности.

Сопротивления систем нулевой последовательности примем равными в 1,2 раза больше, чем сопротивления этих же систем прямой последовательности:

$$x_{0c} = 1,2 \cdot x_{1c}; \quad (15)$$

Найдем сопротивления систем нулевой последовательности схемы замещения.

$$x_{0c1} = 1,2 \cdot 4,229 = 5,075 \text{ Ом};$$

$$x_{0c2} = 1,2 \cdot 8,736 = 10,483 \text{ Ом};$$

$$x_{0c3} = 1,2 \cdot 11,856 = 14,228 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформаторов для схемы замещения нулевой последовательности примем из условия выбора самих трансформаторов, а также количества заземленных нейтралей трансформаторов на каждой ПС. Сделаем допущение, что нейтралы всех трансформаторов на каждой подстанции заземлены наглухо.

В таблице 1 приведены необходимые данные о трансформаторах на подстанциях.

Таблица 1 – Характеристики трансформаторов [1]

Подстанция	Трансформатор	$S_{\text{НОМ}}$ МВА	Каталожные данные			Расчетные данные		
			$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ			X_{T} , Ом		
			$U_{\text{НОМВН}}$	$U_{\text{НОМСН}}$	$U_{\text{НОМНН}}$	ВН	СН	НН
Силикатная	ТДТН – 10000/110	10	115	38,5	11	142,2	0	82,7
НПЗ	ТДН – 40000/110	40	115	-	11	34,7		
Среднебелая	ТДТН – 16000/110	16	115	38,5	11	88,9	0	52,2
Некрасовка	ТМТН – 6300/110	6,3	115	38,5	11	225,7	0	131,2

Сопротивления нулевой последовательности воздушных линий будем искать опираясь на данные таблицы 2:

Таблица 2 – Средние значения соотношений между x_0 и x_1 для ВЛЭП

Характеристика линии	Отношение x_0/x_1
Одноцепная без тросов	3,5
То же со стальными тросами	3,0
То же с хорошо проводящими тросами	2,0
Двухцепная без тросов	5,5
То же со стальными тросами	5,0
То же с хорошо проводящими тросами	3,0

Приняв допущение, что воздушные линии имеют стальные грозозащитные тросы, можем написать соотношение по которому будут находиться сопротивления нулевой последовательности воздушных линий:

$$x_{0.l} = 3 \cdot x_{1.l}. \quad (16)$$

$$x_{0.l1} = 3 \cdot 11,999 = 35,996 \text{ Ом};$$

$$x_{0.l2} = 3 \cdot 9,821 = 29,463 \text{ Ом};$$

$$x_{0.l3} = 3 \cdot 6,832 = 20,496 \text{ Ом};$$

$$x_{0.l4.1} = 3 \cdot 28,182 = 84,546 \text{ Ом};$$

$$x_{0.l4.2} = 3 \cdot 8,796 = 26,389 \text{ Ом};$$

$$x_{0.l5} = 3 \cdot 14,945 = 44,835 \text{ Ом};$$

$$x_{0.л6} = 3 \cdot 1,9 = 3,9 \text{ Ом.}$$

Свернем схему замещения нулевой последовательности относительно расчетной точки КЗ. В дальнейших расчетах цифру 0, обозначающую принадлежность величин к нулевой последовательности, будем опускать.

$$x_7 = x_{c1} + x_1; \quad (17)$$

$$x_7 = 5,075 + 35,996 = 41,071 \text{ Ом.}$$

$$x_8 = \frac{x_7 \cdot \left(\frac{x_{10г}}{2} + \frac{x_{10н}}{2}\right)}{x_7 + \left(\frac{x_{10г}}{2} + \frac{x_{10н}}{2}\right)}, \quad (18)$$

где $x_{10г}, x_{10н}$ - сопротивление обмоток высокого и низкого напряжения трансформатора ТДТН – 10000/110 соответственно, Ом.

$$x_8 = \frac{41,071 \cdot \left(\frac{142,2}{2} + \frac{82,7}{2}\right)}{41,071 + \left(\frac{142,2}{2} + \frac{82,7}{2}\right)} = 30,083 \text{ Ом.}$$

$$x_9 = x_{c2} + x_{4.2}; \quad (19)$$

$$x_9 = 10,483 + 26,389 = 36,872 \text{ Ом.}$$

$$x_{10} = \frac{x_9 \cdot \left(x_6 + \frac{x_{6.3г}}{2} + \frac{x_{6.3н}}{2}\right)}{x_9 + \left(x_6 + \frac{x_{6.3г}}{2} + \frac{x_{6.3н}}{2}\right)}, \quad (20)$$

где $x_{6,3\epsilon}, x_{6,3н}$ - сопротивление обмоток высокого и низкого напряжения трансформатора ТМТН – 6300/110 соответственно, Ом.

$$x_{10} = \frac{36,872 \cdot \left(3,9 + \frac{225,7}{2} + \frac{131,2}{2}\right)}{36,872 + \left(3,9 + \frac{225,7}{2} + \frac{131,2}{2}\right)} = 30,67 \text{ Ом.}$$

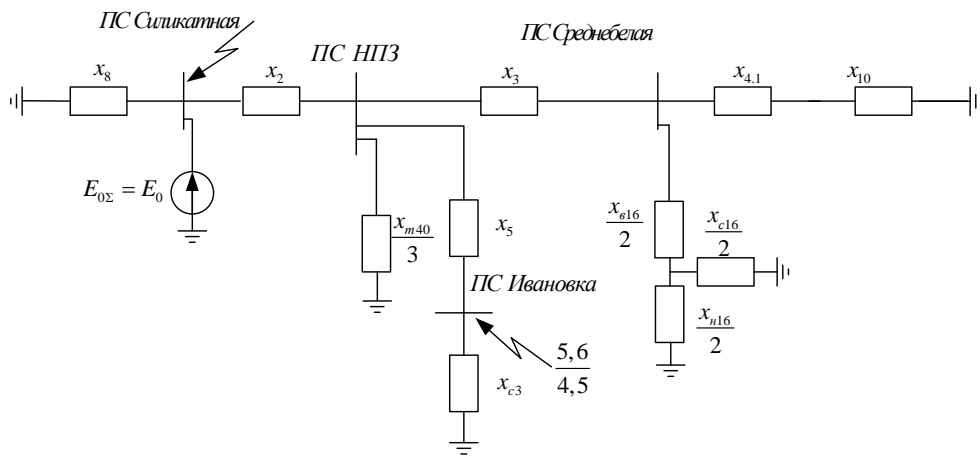


Рисунок 12 - Промежуточный итог свертывания схемы

$$x_{11} = x_{10} + x_{4,1}; \quad (21)$$

$$x_{11} = 30,67 + 84,546 = 115,216 \text{ Ом.}$$

$$x_{12} = \frac{x_{11} \cdot \left(\frac{x_{16\epsilon}}{2} + \frac{x_{16н}}{2}\right)}{x_{11} + \left(\frac{x_{16\epsilon}}{2} + \frac{x_{16н}}{2}\right)}, \quad (22)$$

где $x_{16\epsilon}, x_{16н}$ - сопротивление обмоток высокого и низкого напряжения трансформатора ТДТН – 16000/110 соответственно, Ом.

$$x_{12} = \frac{115,216 \cdot \left(\frac{88,9}{2} + \frac{52}{2}\right)}{115,216 + \left(\frac{88,9}{2} + \frac{52}{2}\right)} = 43,718 \text{ Ом.}$$

$$x_{13} = x_{12} + x_3; \quad (23)$$

$$x_{13} = 43,718 + 20,496 = 64,214 \text{ Ом.}$$

$$x_{14} = x_{c3} + x_5; \quad (24)$$

$$x_{14} = 14,228 + 44,835 = 59,063 \text{ Ом.}$$

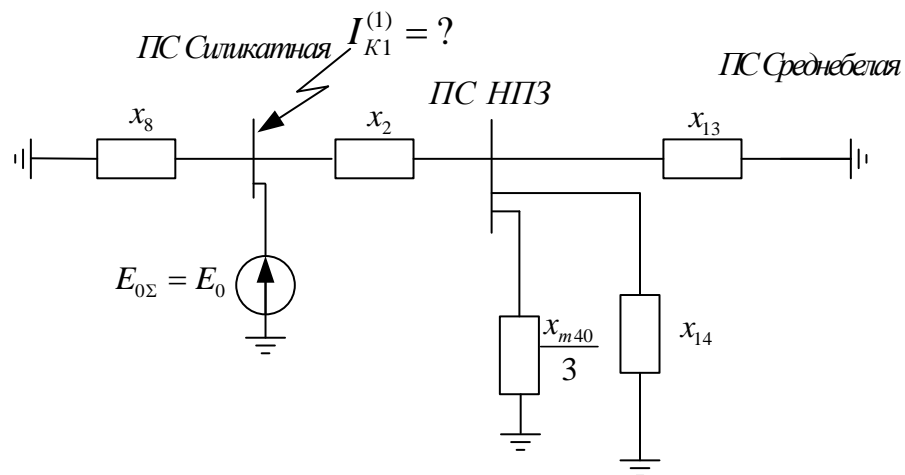


Рисунок 13 - Промежуточный итог свертывания схемы замещения нулевой последовательности

$$x_{15} = \frac{x_{14} \cdot \left(\frac{x_{13} \cdot \frac{x_{m40}}{3}}{x_{13} + \frac{x_{m40}}{3}}\right)}{x_{14} + \left(\frac{x_{13} \cdot \frac{x_{m40}}{3}}{x_{13} + \frac{x_{m40}}{3}}\right)}, \quad (25)$$

где x_{m40} - сопротивление трансформатора ТДН – 40000/110, Ом.

$$x_{15} = \frac{59,063 \cdot \left(\frac{64,214 \cdot 11,567}{64,214 + 11,567} \right)}{59,063 + \left(\frac{64,214 \cdot 11,567}{64,214 + 11,567} \right)} = 8,406 \text{ Ом.}$$

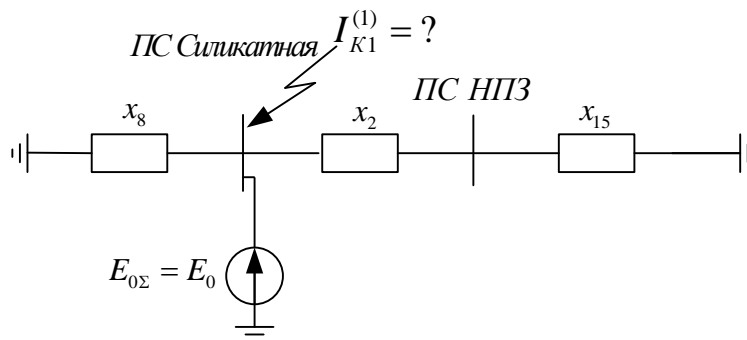


Рисунок 14 - Промежуточный итог свертывания схемы замещения нулевой последовательности

$$x_{16} = x_{15} + x_2; \tag{26}$$

$$x_{16} = 8,406 + 29,463 = 37,869 \text{ Ом.}$$

Найдем результирующее сопротивление схемы замещения нулевой последовательности относительно шин высокого напряжения ПС Силикатная.

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_{16} \cdot x_8}{x_{16} + x_8}; \tag{27}$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{37,869 \cdot 30,083}{37,869 + 30,083} = 16,765 \text{ Ом.}$$

Окончательно свернутая схема нулевой последовательности относительно расчетной точки изображена на рисунке 15.

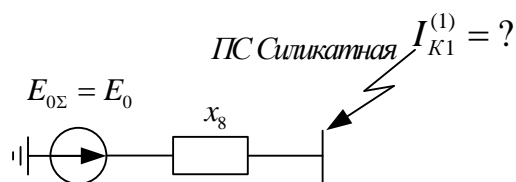


Рисунок 15 - Свернутая относительно расчетной точки схема прямой последовательности

Теперь, зная полные эквивалентные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей, можем найти полный ток однофазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения ПС Силикатная (расчетная точка К1).

$$3I_{K1}^{(1)} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot (10,215 + 10,215 + 17,765)} = 5,355 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания во всех остальных точках системы аналогичен проведенному расчету и представлен в Приложении А.

Результаты расчета токов КЗ сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Ток однофазного КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
ПС Силикатная (К1)	6,5	5,629	5,355	14,799
ПС НПЗ (К2)	6,29	5,447	6,994	14,321
ПС Среднебелая (К4)	4,765	4,127	4,403	10,85
ПС НПЗ (шины НН – КЗ)	2,224	1,926	-	4,306

3 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Автоматический выключатель – коммутационный электрический аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ и в других аварийных режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

Надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

Быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;

Пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

Возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;

Легкость ревизии и осмотра контактов;

Взрыво- и пожаробезопасность;

Удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению установки.

$$U_{уст} \leq U_{ном} . \quad (28)$$

По номинальному току установки.

$$I_{max} \leq I_{ном} , \quad (29)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток, проходящий через один выключатель, А.

Поскольку значение максимального номинального рабочего тока неизвестно, то примем это значение по длительно допустимому току линии, тогда $I_{\max}=390$ А.

По коммутационной способности.

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{откл ном}} ; \quad (30)$$

Поключаемому току.

$$i_{\text{вкл}} \leq i_{\text{уд}}; \quad (31)$$

где $i_{\text{вкл}}$ – амплитудное значение номинального тока включения;
 $i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ.

По термической стойкости.

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \leq B_{\text{к}}; \quad (32)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости выключателя;
 $t_{\text{тер}}$ – время термической стойкости.

3.1 Выбор выключателей и разъединителей 110 кВ на ПС Силикатная [6]

На шинах РУВН 110 кВ ПС Силикатная примем к установке элегазовый выключатель типа ВГТ – 110 - 40/2500УХЛ1. Выключатель колонковый, все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом типа ППрК.

Расчетное значение термической стойкости выключателя найдем по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (33)$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения выключателя, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, $T_a=0,01$ с;

$I_{\text{но}}$ – ток периодической составляющей короткого замыкания в начальный момент времени, А.

Время отключения выключателя $t_{\text{отк}}$ в данном случае складывается из полного времени отключения выключателя (0,55 сек) и времени, через которое защита даст команду на отключения выключателя (в связи с отсутствием точных данных, примем данное время равным 2 сек).

$$B_{\text{к}} = 6,5^2 \cdot (2,055 + 0,01) = 87,246 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе.

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{отк.ном.}}}{100}, \quad (34)$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 40$ %;

$I_{\text{отк.ном.}}$ – ток предельной коммутационной способности выключателя, для принятого выключателя равно 40 кА.

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,627 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени $t = 0,035$ с (собственное время отключения выключателя).

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}}; \quad (35)$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 6,5 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,01}} = 0,278 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер}; \quad (36)$$

$$B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Ударный ток берется на основании расчетов короткого замыкания. Разъединители выбираются тут же, с меньшим количеством расчетных значений. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в таблице 4.

Таблица 4 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВГТ - 110 - 40/2500ХЛ1	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 390 \text{ А}$	$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_H \geq I_{max}$
$I_{по} = 6,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$i_{уд} = 14,799 \text{ кА}$	$I_{пр.скв.} = 40 \text{ кА}$	$I_{пр.скв.} \geq I_{по}$

Продолжение таблицы 4

1	2	3
$B_k = 87,246 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$
$i_{ат} = 0,278 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$i_{а.ном} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{по}$
		$I_{отк.ном} \geq i_{по}$

На РУВН 110 ПС Силикатная выберем разъединители РГ.1-110/1000 УХЛ1 и РГ.2-110/1000 УХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами соответственно.

Сопоставление расчетных и каталожных данных приведено в таблице 5.

Таблица 5 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	РГ-110/1000 УХЛ1	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 390 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_n \geq I_{max}$
$i_{уд} = 15,587 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 96,782 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в.} = 31,5^2 \cdot 3 = 4800 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$

Также сопоставим расчетные и каталожные данные для переходного выключателя и разъединителей мостика.

Таблица 6 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВГТ - 110 - 40/2500ХЛ1	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 390 \text{ А}$	$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_n \geq I_{max}$
$I_{по} = 4,091 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$i_{уд} = 9,314 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{по}$

1	2	3
$B_k = 50,209 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$
$i_{ат} = 0,175 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$i_{а.ном} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{по}$
		$I_{отк.ном} \geq i_{по}$

Сопоставление данных разъединителей.

Таблица 7 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	РГ-110/1000 УХЛ1	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 390 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_n \geq I_{max}$
$i_{уд} = 9,314 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 50,209 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в.} = 31,5^2 \cdot 3 = 4800 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$

По данным сравнения окончательно выбираем марки коммутационных аппаратов:

выключатели ВГТ – 110 - 40/2500ХЛ1;

разъединители РГ – 110/1000УХЛ1.

Следует отметить, что выбранные выключатели подойдут и для установки в начале ВЛ 110 кВ Силикатная – НПЗ, поскольку разницей между токами КЗ на шинах ПС и в начале отходящей от нее линии можно пренебречь в виду электрической близости данных выключателей, а стандартные характеристики выключателей как правило обеспечивают многократный запас электрической прочности.

Коммутационные аппараты на РУВН ПС НПЗ и выключатели в конце ВЛ 110 кВ Силикатная – НПЗ выбираются по этому же принципу с тем же обоснованием относительно выключателя на ВЛ.

3.2 Выбор выключателей и разъединителей 110 кВ на ПС НПЗ

На ПС НПЗ предварительно примем к установке выключатели ВГТ - 110 - 40/2500ХЛ1.

Выбор выключателей РУВН ПС НПЗ сведены в таблицу 8.

Таблица 8 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВГТ - 110 - 40/2500ХЛ1	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{н} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 390 \text{ А}$	$I_{н} = 2500 \text{ А}$	$I_{н} \geq I_{max}$
$I_{по} = 6,994 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$i_{уд} = 14,321 \text{ кА}$	$I_{пр.скв.} = 40 \text{ кА}$	$I_{пр.скв.} \geq I_{по}$
$B_{к} = 81,699 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.в}$
$i_{ат} = 0,298 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$i_{а.ном.} \geq i_{ат}$
$i_{а.ном} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} \geq i_{по}$
		$I_{отк.ном} \geq i_{по}$

На РУВН 110 ПС НПЗ выберем разъединители РГ.1-110/1000 УХЛ1 и РГ.2-110/1000 УХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами соответственно.

Сопоставление расчетных и каталожных данных приведено в таблице 9.

Таблица 9 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	РГ-110/1000 УХЛ1	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{н} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 390 \text{ А}$	$I_{н} = 1000 \text{ А}$	$I_{н} \geq I_{max}$
$i_{уд} = 14,321 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_{к} = 81,699 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в.} = 31,5^2 \cdot 3 = 4800 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.в}$

Также сопоставим расчетные и каталожные данные для выключателей отходящих линий от ПС НПЗ.

Таблица 10 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВГТ - 110 - 40/2500ХЛ1	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 390 \text{ А}$	$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_H \geq I_{max}$
$I_{по} = 2,549 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$i_{уд} = 5,804 \text{ кА}$	$I_{пр.скв.} = 40 \text{ кА}$	$I_{пр.скв.} \geq I_{по}$
$B_k = 19,492 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$
$i_{ат} = 0,109 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$i_{а.ном} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} \geq i_{по}$
		$I_{отк.ном} \geq i_{по}$

На РУВН 110 ПС НПЗ выберем разъединители РГ.1-110/1000 УХЛ1 и РГ.2-110/1000 УХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами соответственно.

Сопоставление расчетных и каталожных данных приведено в таблице 11.

Таблица 11 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	РГ-110/1000 УХЛ1	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 390 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{max}$
$i_{уд} = 5,804 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$B_k = 19,492 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в.} = 31,5^2 \cdot 3 = 4800 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$

По данным сравнения окончательно выбираем марки коммутационных аппаратов на высоком напряжении ПС НПЗ:

выключатели ВГТ – 110 - 40/2500ХЛ1;

разъединители РГ - 110/1000УХЛ1.

Следует отметить, что если на ПС Среднебелая и ПС Ивановка, от которых может питаться НПЗ, установлены масляные выключатели, то они

также подлежат замене на более современные – элегазовые, поскольку масляные выключатели серьезно проигрывают элегазовым во времени отключения коротких замыканий, в связи с чем повреждения линии будут отключаться дольше.

3.3 Выбор и проверка гибких шин РУ 110 кВ ПС НПЗ

В РУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

Поскольку согласно п. 1. 3. 28 ПУЭ, сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются, то произведем выбор сечения по длительно допустимому току при максимальной нагрузке на шинах.

Максимальный ток, текущий по ошиновке РУ ВН 110 кВ.

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (37)$$

где S_{max} - максимальная мощность, которая может передаваться по ошиновке РУ ВН 110 кВ, МВА;

U_n - номинальное напряжение для которого выбирается ошиновка, кВ.

Максимальная полная мощность, передающаяся через ошиновку РУ ВН.

$$S_{max} = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}, \quad (38)$$

где P_{max} - максимальная активная мощность нагрузки, МВт;

Q_{max} - максимальная реактивная мощность нагрузки, Мвар.

Максимальную реактивную мощность найдем по формуле.

$$Q_{max} = P_{max} \cdot tg(\varphi), \quad (39)$$

где $tg(\varphi)$ - максимальное значение коэффициента реактивной мощности.

Поскольку ожидаемая активная мощность потребления ПС НПЗ составляет 50 МВт, а в соответствии с приказом номер 49 МинЭнерго для потребителей электроэнергии 10 кВ $tg(\varphi)=0,4$ рассчитаем максимальную реактивную мощность, а затем и максимальный ток, который требуется для выбора ошиновки [9].

$$Q_{max} = 50 \cdot 0,4 = 20 \text{ Мвар.}$$

$$S_{max} = \sqrt{50^2 + 20^2} = 53,852 \text{ МВА.}$$

$$I_{max} = \frac{53,852}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,283 \text{ кА.}$$

В качестве ошиновки принимаем провод АС – 95/16, со следующими характеристиками: сечение провода $q = 95 \text{ мм}^2$, внешний диаметр $d = 1,35 \text{ см}$, значение длительно допустимого тока $I_{дл.дон} = 0,33 \text{ кА}$.

Ошиновка будет расположена горизонтально с расстоянием между фазами $D = 200 \text{ см}$.

Поскольку максимально возможный ток нагрузки ошиновки не превышает длительно допустимого тока проводов, то термическая стойкость ошиновки обеспечивается, а также выполняется условие выбора ошиновки по максимальному току, когда допустимый ток через нее больше максимального расчетного тока

Проверка ошиновки на схлестывание производится не будет, поскольку ток трехфазного короткого замыкания на ней не превышает значения 20 кА.

Проверка по условиям коронирования.

Коронный разряд на ошиновке будет возникать при критической напряженности, которая находится по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (40)$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (коэффициент $m = 0,82$);

r_0 - радиус провода ошиновки, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,888 \text{ кВ / см.}$$

Напряженность электрического поля вокруг поверхности провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (41)$$

где D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между фазами, см.

Среднегеометрическое расстояние между фазами найдем по формуле.

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D;$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 200 = 252 \text{ см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,675 \cdot \lg \frac{252}{0,675}} = 22,429 \text{ кВ / см.}$$

Условие проверки ошиновки по короне:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (42)$$

$$1,07 \cdot 22,429 \leq 0,9 \cdot 33,888;$$

$$23,999 \leq 30,499;$$

Условие выполняется, значит провод АС – 95/16 проходит по условиям короны.

3.4 Выбор КРУ10 кВ на ПС НПЗ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, которое состоит из закрытых шкафов со встроенными аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6 –10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

В проекте на ПС НПЗ прием к установке КРУ «Волга» серии К – 59.

КРУ «Волга» может быть укомплектовано различными высоковольтными вакуумными выключателями, представленными на рынке: VF12, SION,

EVOLIS, ISM15, а также и другими видами выключателей – элегазовые, масляные. Оптимальным по соотношению цены и качества является выключатель вакуумный VF12 12.25.31 УЗ, по техническим характеристикам удовлетворяющий сложившимся условиям эксплуатации. Далее, для подтверждения вышесказанного, будет произведен количественный выбор данного выключателя.

Наличие различных исполнений шкафов КРУ по главным электрическим цепям даёт возможность изготавливать РУ как с кабельными, так и с воздушными выводами.

В таблице 12 представлены основные параметры КРУ серии К – 59.

Таблица 12 – Технические характеристики КРУ «Волга»

Параметры	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток сборных шин, А	1600; 2500; 3150
Номинальный ток главных цепей, А	630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20; 25; 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	51; 64; 81
Ток термической стойкости, кА	20; 25; 31,5
Время протекания тока термической стойкости: для главной цепи	3
для цепей замыкания	1
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	До 220
Допустимое отклонение напряжения вспомогательных цепей	-15...+10%

Выбор выключателей КРУ 10 кВ производится по тем же параметрам, что и выключатели более высоких напряжений.

Проверим выключатель VF12 12.25.31 У3 по термической устойчивости и по отключающей способности.

Тепловой импульс, действующий на выключатель во время КЗ.

$$B_k = 23,254^2 \cdot (2,055 + 0,01) = 1116,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе.

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31,5}{100} = 17,819 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе в момент времени $t=0,055$ с. (собственное время выключателя).

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 6,5 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,01}} = 0,134 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.б} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 13 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	
	VF12 12.25.31 У3	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 3118 \text{ А}$	$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_H \geq I_{max}$

1	2	3
$I_{\text{по}} = 23,254 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$i_{\text{уд}} = 45,021 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} \geq I_{\text{по}}$
$B_{\text{к}} = 1117 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.в}} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.в}}$
$i_{\text{ат}} = 0,134 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном.}} \geq i_{\text{ат}}$
$i_{\text{а.ном}} = 17,819 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}}$
		$I_{\text{отк.ном}} \geq i_{\text{по}}$

По результатам выбора выключателя окончательно принимаем к установке вакуумный выключатель марки VF12 12.25.31 УЗ.

3.5 Выбор измерительных трансформаторов тока на ПС НПЗ

Трансформатор тока – это электрическая установка для преобразования тока первичных цепей до значений, которые были бы удобны и приемлемы для цепей измерительных приборов и РЗА.

Трансформаторы тока выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ, а также сопротивлению присоединяемых приборов.

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

Проверка ТТ по динамической стойкости производится по соотношению:

$$i_{\text{уд}} \leq K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (43)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости равная отношению тока электродинамической стойкости к амплитудному значению номинального первичного тока;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, кА;

i_{y0} - ударный ток КЗ, кА.

Проверка ТТ по термической стойкости производится по соотношению:

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (44)$$

где K_m – кратность термической стойкости равная отношению тока термической стойкости к номинальному значению первичного тока;

t_m – время термической стойкости, величина справочная, с.

Для проверки ТТ по значению вторичной нагрузки пользуются соотношением.

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (45)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2ном}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Поскольку индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, то можно считать, что $Z_2 \approx r_2$.

Сопротивление вторичной нагрузки r_2 находится по формуле.

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (46)$$

где $r_{приб}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока, Ом;

$r_{пр}$ – сопротивление соединительных проводов между приборами и трансформатором тока, Ом;

r_k - сопротивление контактов, Ом.

Сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом при двух-трех включенных в нагрузку ТТ приборах и равным 0,1 Ом при большем числе приборов.

Суммарное сопротивление приборов находится по формуле.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (47)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность приборов наиболее загруженной фазы трансформатора тока, ВА;

$I_{2н}$ - номинальный ток вторичных цепей трансформатора тока, А.

Сопротивление проводов находится в зависимости от их длины, сечения и материала. Минимальное сечение для медных проводов составляет 2,5 мм², для алюминиевых 4 мм², а максимальное сечение 6 и 10 мм² соответственно.

В таблице 14 представлена зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения сети.

Таблица 14 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U_n , кВ	$l_{\text{пров}}$, м
220	120 - 140
110	80 - 120
35	60 - 80
10	5 - 6

Сопротивление соединительных проводов равно.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пров}}}{S}, \quad (48)$$

где $l_{\text{пров}}$ - длина соединительных проводов, м;

ρ - удельное сопротивление материала соединительных проводов, Ом·мм²/м;

S - сечение соединительных проводов, мм².

Для меди $\rho = 0,0185 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$, для алюминия $\rho = 0,027 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$.

Составим таблицу подключенных приборов к ТТ на стороне 110 кВ ПС НПЗ и произведем выбор ТТ, предварительно приняв к установке трансформатор тока ТРГ – 110 УХЛ1.

Таблица 15 – Приборы, подключаемые к трансформатору тока 110 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	СА3020		3	
Ваттметр	СР3020		4	
Варметр	СР3020		4	
Счетчик АЭ	Альфа 2	0,12		0,12
Счетчик РЭ	Альфа 2	0,12		0,12
ФИП	ИМП - 3Р	0,5		0,5
Итого:			11	

Примем к установке алюминиевый соединительный кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм² суммарной длиной 100 метров, тогда сопротивление соединительных проводов будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,027 \cdot 100}{4} = 0,675 \text{ Ом.}$$

Сопротивления приборов и общее сопротивление нагрузки трансформатора тока:

$$r_{\text{приб}} = \frac{11}{5^2} = 0,441 \text{ Ом};$$

$$Z_{2p} = 0,441 + 0,675 + 0,1 = 1,216 \text{ Ом}.$$

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 126 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_{H1} = 400 \text{ А}$	$I_P = 390 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{H2} = 5 \text{ А}$		
Класс точности 0,2		
$Z_{2H} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2p} = 0,626 \text{ Ом}$	$Z_{2p} \leq Z_{2H}$
$B_{KP} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KH} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$I_{УД} = 14,321 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$

По результатам выбора окончательно принимаем на высокой стороне ПС НПЗ элегазовые трансформаторы тока марки ТРГ – 110 УХЛ1.

Аналогично выберем трансформаторы тока на низкой стороне ПС НПЗ, предварительно приняв к установке трансформаторы тока ТОЛ-10.

Таблица 17 – Приборы, подключаемые к трансформатору тока 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность по фазам, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА3020		3	

1	2	3	4	5
Ваттметр	СР3020		4	
Счетчик АЭ	Альфа 2	0,12		0,12
Счетчик РЭ	Альфа 2	0,12		0,12
Итого:			7	

Примем к установке алюминиевый соединительный кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм² суммарной длиной 6 метров, тогда сопротивление соединительных проводов будет равно:

$$r_{np} = \frac{0,027 \cdot 6}{4} = 0,041 \text{ Ом.}$$

Сопротивления приборов и общее сопротивление нагрузки трансформатора тока:

$$r_{приб} = \frac{7}{5^2} = 0,28 \text{ Ом;}$$

$$Z_{2p} = 0,28 + 0,041 + 0,1 = 0,421 \text{ Ом.}$$

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 11 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_{H1} = 2500 \text{ А}$	$I_P = 2310 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{H2} = 5 \text{ А}$		
Класс точности 0,2		
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2p} = 0,421 \text{ Ом}$	$Z_{2p} \leq Z_{2H}$
$B_{KP} = 3721 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KH} = 3725 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$I_{дин} = 152,5 \text{ кА}$	$I_{уд} = 45,021 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

По результатам выбора окончательно принимаем на низкой стороне ПС НПЗ трансформаторы тока марки ТОЛ-10 опорные с литой изоляцией.

3.6 Выбор измерительных трансформаторов напряжения на ПС НПЗ

Трансформатор напряжения – это электрическая установка для преобразования напряжения первичных цепей до значений, которые были бы удобны и приемлемы для цепей измерительных приборов и РЗА.

Трансформаторы напряжения должны выбираться по таким основным параметрам как номинальное напряжение, класс точности измерений, а также по допустимой вторичной нагрузке на трансформатор.

Мощность включенных в цепи трансформатора напряжения приборов можно рассчитать по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (49)$$

где $S_{\text{приб}}$ - полная мощность прибора потребляемая по цепям напряжения, ВА;

$P_{\text{приб}}$ - активная мощность прибора потребляемая по цепям напряжения, Вт;

$Q_{\text{приб}}$ - реактивная мощность прибора, потребляемая по цепям напряжения, вар;

Как правило в паспортных данных приборов сразу прописана полная мощность, которая потребляется ими по цепям напряжения, поэтому выше приведенной формулы можно избежать.

Условие выбора трансформаторов напряжения по мощности вторичной нагрузки запишется следующим соотношением:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2н}, \quad (50)$$

где S_{2n} - номинальная полная мощность трансформатора тока одной из рассматриваемых обмоток, ВА.

Составим таблицу нагрузки и выберем трансформатор напряжения для шин высокого напряжения ПС НПЗ, предварительно приняв к установке трансформатор напряжения марки НАМИ – 110 УХЛ1.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 110 кВ ПС НПЗ

Прибор	Тип	Число приборов	S приборов, ВА
Ваттметр	СР3020	3	12
Варметр	СР3020	3	12
Вольтметр	СА3020	2	6
Счётчик активной энергии	Альфа 2	3	12
Счётчик реактивной энергии	Альфа 2	3	12
ФИП	ИМФ-3Р	3	4,5
Вольтметр с переключением на три междуфазных напряжения	СА3020	2	6
Регистрирующий вольтметр	Н 3093	2	24
Итого			84,5

Проверим принятый к установке трансформатор напряжения 110 кВ. В таблице 20 представлено сравнение расчетных и каталожных данных трансформатора напряжения 10 кВ.

Таблица 20 - Проверка трансформатора напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,2	
$S_{2р} = 84,5 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

По результатам сравнения можно сделать вывод, что трансформатор напряжения 110 кВ НАМИ-110 УХЛ1 может быть окончательно принят к установке на ПС НПЗ, поскольку мощность всех подключенных к нему приборов не превышает допустимой.

Аналогично выберем трансформатор напряжения на низкой стороне ПС НПЗ, предварительно приняв к установке трансформатор напряжения марки НАМИ-10 У1.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ ПС НПЗ

Прибор	Тип	Число приборов	S приборов, ВА
Ваттметр	СР3020	1	4
Вольтметр	СА3020	1	3
Счётчик активной энергии	Альфа 2	5	20
Счётчик реактивной энергии	Альфа 2	1	4
Вольтметр с переключением на три фазных напряжения	СА3020	1	3
Итого			34

Проверим принятый к установке трансформатор напряжения 10 кВ.

Таблица 22 - Проверка трансформатора напряжения НАМИ-10 У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,2	
$S_{2р} = 34 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

По результатам сравнения можно сделать вывод, что трансформатор напряжения 10 кВ НАМИ-10 У1 может быть окончательно принят к установке на ПС НПЗ, поскольку мощность всех подключенных к нему приборов не превышает допустимой.

3.7 Выбор системы оперативного тока на ПС НПЗ

Назначение системы оперативного тока на электрических подстанциях.

Система оперативного тока представляется совокупностью источников питания, кабельных линий, шин питания устройств. Оперативный ток служит для питания вторичных цепей к которым можно отнести цепи РЗА, сигнализации, цепи управления и телемеханики, а также для аварийного освещения и электроснабжения особо ответственных механизмов. Нужно отметить, что к системам оперативного тока предъявляются высокие требования надежности в любых режимах первичных контролируемых цепей.

Классификация систем оперативного тока на электрических подстанциях.

На ПС могут быть применены следующие системы оперативного тока:

1) Система постоянного оперативного тока - такая система питания, при которой в качестве источника питания применяются аккумуляторные батареи, располагающиеся, как правило в шкафах оперативного тока, например, марок ШОТ и ШОУТ.

Основными достоинствами данной системы оперативного тока является ее автономность, что позволяет обеспечивать работу оперативных цепей даже при полном исчезновении напряжения на шинах ПС, а также способность

выдерживать значительные кратковременные перегрузки при протекании в оперативных цепях токов включения приводов выключателей.

Основной недостаток системы постоянного оперативного тока – сравнительно большая стоимость.

2) Система переменного оперативного тока - такая система питания, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, измерительные трансформаторы напряжения, ТСН. Также, могут быть использованы предварительно заряженные конденсаторы в качестве дополнительных источников питания переменного оперативного тока.

Применение такой системы оперативного тока значительно сокращает затраты, но в то же время возрастает риск полного исчезновения питания оперативных цепей, поскольку работа всей системы оперативного тока зависит от состояния первичных цепей сети.

3) Система выпрямленного оперативного тока - такая система питания, в которой переменный ток преобразуется в выпрямленный (постоянный) посредством выпрямительного силового оборудования и подключенных у ним блоков питания. Здесь так же, как и в системе переменного оперативного тока могут использоваться предварительно заряженные конденсаторы, которые являются источниками питания импульсного действия;

4) Смешанные системы оперативного тока - такие системы питания, при которых используются разные системы оперативного тока (переменный и выпрямленный, постоянный и выпрямленный).

В системах оперативного тока можно выделить следующие типы питания:

- зависимое питание - когда работа всей системы питания оперативных цепей зависит от режима работы ПС (электроустановки);
- независимое питание - когда работа системы питания оперативных цепей не зависит от режима работы электроустановки или ПС.

Области применения различных систем оперативного тока.

Системы постоянного оперативного тока применяется на ПС 110-220 кВ со сборными шинами этих напряжений, на ПС 35-220 кВ без сборных шин на этих напряжениях с масляными выключателями с электромагнитным приводом, для которых возможность включения от выпрямительных устройств не подтверждена заводом-изготовителем.

Системы переменного оперативного тока применяется на подстанциях 35/6(10) кВ с масляными выключателями 35 кВ, на подстанциях 35-220/6(10) и 110-220/35/6(10) кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда выключатели 6(10)-35 кВ имеют пружинные приводы.

Системы выпрямленного оперативного тока должны применяться на ПС 35/6(10) кВ с масляными выключателями 35 кВ, на ПС 35-220/6(10) кВ и 110-220/35/6(10) кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда выключатели оснащены электромагнитными приводами, а также на ПС 110 кВ с малым числом масляных выключателей на стороне 110 кВ. В настоящее время данные системы почти не используются в виду неспособности обеспечения нормальной работы микропроцессорных терминалов, которые очень чувствительны даже к самым коротким перебоям питания и качеству своего электроснабжения

Смешанная система постоянного и выпрямленного оперативного тока применяется для уменьшения емкости аккумуляторной батареи за счет применения силовых выпрямительных устройств для питания цепей электромагнитов включения масляных выключателей. Целесообразность применения такой системы должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

Смешанная система переменного и выпрямленного оперативного ток применяется для ПС с переменным оперативным током при установке на вводах питания выключателей с электромагнитным приводом, для питания электромагнитов включения которых устанавливаются силовые выпрямительные устройства. Для ПС 35-220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда не обеспечивается надежная работа защит от

блоков питания при трехфазных коротких замыканий на стороне среднего или высшего напряжения.

В этом случае защиту трансформаторов следует выполнять на переменном токе с использованием предварительно заряженных конденсаторов, а остальных элементов ПС – на выпрямленном оперативном токе.

В настоящее время все чаще на новых подстанциях отдают предпочтение системе постоянного оперативного тока, даже не смотря на ее относительно дорогую стоимость. Связано это с необходимостью питания микропроцессорных устройств, которые очень требовательны к своему электроснабжению.

На проектируемой ПС НПЗ целесообразно применить систему постоянного оперативного тока, поскольку подстанция будет снабжена микропроцессорными терминалами защиты и управления, а также не допускает перерывов в электроснабжении, так как по большей части является потребителем I категории (по ПУЭ). Но в то же время следует и предусмотреть питание переменным напряжением для терминалов МПРЗ.

Все потребители энергии, которые получают питание постоянным током от АКБ делят на три категории:

1) Постоянно включенная нагрузка – аппараты устройств управления, релейной защиты, блокировки, сигнализации, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения. Постоянная нагрузка на аккумуляторной батарее зависит от мощности постоянно включенных ламп сигнализации и аварийного освещения, от типов реле. Поскольку постоянные нагрузки невелики и не влияют на выбор батареи, в расчетах можно ориентировочно принимать для крупных подстанций 110-500 кВ значение постоянно включенной нагрузки равным 25 А.

2) Временно включенная нагрузка – появляется при ненормальных и аварийных режимах и включает в себя токи нагрузки аварийного освещения и

электродвигателей постоянного тока. Длительность такой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность 0,5 часа).

3) Кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 с) - создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, пусковыми токами электродвигателей, токами нагрузки аппаратов управления, сигнализации и релейной защиты, блокировки, кратковременно обтекаемых током.

В электроустановках для питания оперативных цепей постоянного тока используют, как правило, кислотные аккумуляторные батареи (стационарные и переносные), а в отдельных случаях — щелочные.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режимах постоянного подзаряда и заряда-разряда. На электростанциях и подстанциях наибольшее распространение получил режим постоянного подзаряда. В этом режиме питание нагрузки осуществляется от выпрямительных подзарядных устройств, которые включены в сеть переменного тока. Аккумуляторная батарея при этом нагрузки не несет, а сама потребляет некоторый ток для компенсации саморазряда. При появлении значительной кратковременной (1—2 с) нагрузки аккумуляторная батарея принимает ее на себя. Такая нагрузка может быть вызвана, например, включением выключателей с электромагнитными приводами. Напряжение батареи поддерживается на заданном уровне регулятором подзарядного агрегата.

При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Продолжительность аварийного режима следует принимать для средств связи и телемеханики 1 - 2 ч, а для остальных электроприемников оперативного тока - 0,5 ч.

Распределение постоянного тока, связь зарядных и подзарядно-зарядных агрегатов с аккумуляторной батареей осуществляются через ЩПТ, на котором

размещаются коммутационная аппаратура и контрольно-измерительные приборы.

3.8 Расчет аккумуляторных батарей на ПС НПЗ

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, току нагрузки в нормальном и аварийном режимах, уровням напряжения в аварийном режиме.

В таблице 23 приведены значения токов нагрузки на АКБ в аварийном режиме.

Таблица 23 – Нагрузка на АКБ

Вид потребителя	Значение нагрузки, А	
	Аварийный режим (до 30 мин)	Наибольший толчковый ток (в конце разряда)
Постоянная нагрузка	25	25
Аварийное освещение	135	135
Привода выключателей	-	205
Расчетные величины	160	365

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда найдем по формуле:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_{нз}} = \frac{230}{2,15} = 108 \quad (51)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах питания, В;

$U_{нз}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда (для аккумуляторов свинцово кислотных принимается равным 2,15 В), В.

$$n = \frac{230}{2,15} = 108 \text{ шт.}$$

Примем к установке 108 элементов питания, которые будут обеспечивать требуемое напряжение на шинах питания оперативного тока.

Типовой номер батареи выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j} \quad (52)$$

где $I_{ав}$ – портебляемы нагрузкой ток в аварийном режиме, А (табл. 23);
 j – допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н (принимается $j=18,5$ А/Н).

Типовой номер АКБ равен.

$$N = 1,05 \cdot \frac{160}{18,5} = 9,08$$

Получившееся значение округлим до ближайшего большего типового номера АКБ.

Таким образом, принимаем к установке на подстанции АКБ СК - 10, но поскольку данный вид аккумуляторов устарел, то на подстанции будут установлены АКБ фирмы Fiamm серии SMG350, имеющие аналогичные параметры с устаревшими АКБ СК - 10.

Проверим АКБ по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{т.мах}, \quad (53)$$

где $I_{т.мах}$ – максимально возможный толчковый ток в аварийном режиме работы, А (табл. 23).

$$46 \cdot 10 = 460 \text{ А};$$

$$460 \geq 365.$$

Соотношение выполняется, следовательно можно сделать вывод о правильном выборе АКБ по току.

Проверим на отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$j_{p(N=1)} = \frac{Im. \max}{N}, \quad (54)$$

где $j_{p(N=1)}$ – максимальная нагрузка разряда в аварийном режиме, A/N.

$$j_{p(N=1)} = \frac{365}{10} = 36,5 \text{ A/N.}$$

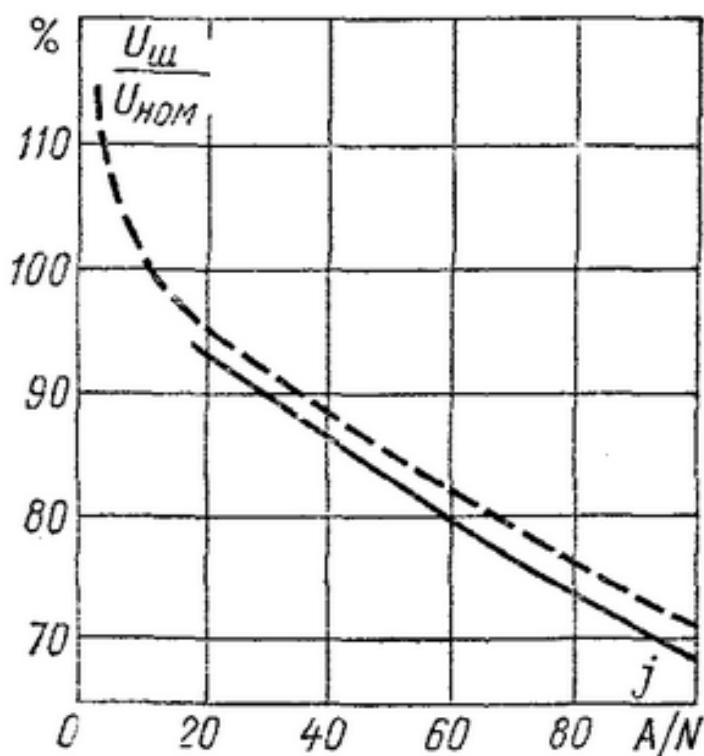


Рисунок 16 - Зависимость напряжения на АКБ от аварийного тока разряда

По сплошной кривой (рис. 16) определяем напряжение на аккумуляторе в аварийном режиме, которое равно 88%. По паспортным данным допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения выключателей

составляет порядка 80-110%, таким образом, даже с учетом потерь напряжения в кабелях управления электромагнитов (5%), принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое для нормальной работы напряжение.

Окончательно принимаем к установке АКБ марки Fiamm серии SMG350.

Подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Учитывая возможные разряды, ток подзаряда находится по следующей формуле:

$$I_{nz} \geq 0,15 \cdot N + I_n, \quad (55)$$

где I_n – ток постоянной нагрузки, А (табл. 23).

$$I_{nz} = 0,15 \cdot 10 + 25 = 40 \text{ А.}$$

Напряжение подзаряда определяется по формуле:

$$U_{nz} = 2,2 \cdot n;$$

$$U_{nz} = 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В.}$$

Примем к установке подзарядное устройство ВАЗП-380/260-40/80.

Щит постоянного тока состоит из комплектных панелей постоянного тока. Шины щита разделены на две (I и II) секции. Подключение электроприемников и источников питания осуществляется через автоматические выключатели, выполняющие функции коммутационных аппаратов и защищают присоединения ЩПТ от КЗ. Щит оборудован устройствами мигающего света УМС, контроля изоляции УКИ и контроля уровня напряжения УКН.

В нормальном режиме постоянная нагрузка питается от подзарядного устройства, которое одновременно служит для подзаряда всей батареи. В этом режиме на шинах управления напряжение равно 232 В. При разряде до 1,8 В на элемент напряжение снижается до 195 В. При заряде напряжение на каждом элементе поднимается до 2,35 В. Для того чтобы в этом случае напряжение на шинах управления не превышало допустимого значения 230-235 В, выполняется дополнительная отпайка от 100-го элемента.

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Согласно ПУЭ п. 3.2.106. для линий в сетях 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю [8].

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее - на линиях с ответвлениями), согласно п. 3.2.111, как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее - только на линиях 110 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности [8].

Таким образом на ВЛ 110 кВ Силикатная НПЗ будут проектироваться следующие защиты:

- 1) Дистанционная защита в качестве основной защиты линии от междуфазных замыканий;
- 2) Максимальную токовую защиту (МТО) без выдержки времени от междуфазных повреждений в качестве дополнительной защиты;
- 3) Токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП) в качестве основной защиты линии от коротких замыканий на землю.

Для выполнения функций защиты линии примем к установке шкаф МПРЗ воздушной линии 110 кВ фирмы «Экра» (г. Чебоксары) ШЭ2607 011011, состоящий из двух одинаковых комплектов с возможностью независимого обслуживания. Каждый комплект реализует функции АУВ, УРОВ, АПВ,

содержит 5 ступеней ДЗ, шесть ступеней ТНЗНП, токовую отсечку (ТО), две ступени МТЗ и АРПТ.

Указанные выше функции комплектов реализованы на базе микропроцессорных терминалов БЭ2704 011.

4.1 Дистанционная защита [5]

На линиях 110 кВ дистанционные защиты выполняются как правило трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей не менее 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты [2].

Расчёт дистанционной защиты на ВЛ 110кВ Силикатная – НПЗ для комплектов защит, стоящих на ПС НПЗ.

Предварительно в зависимости от марки провода определяется полное комплексное сопротивление защищаемой линии по формуле:

$$Z_{л1} = (r_{y\partial 1} + jx_{y\partial 1}) \cdot l_1, \quad (56)$$

где $r_{y\partial}$ - удельное активное сопротивление защищаемой линии, Ом/км (для АС-120 $r_{y\partial} = 0,249$ Ом/км) [1];

$x_{y\partial}$ - удельное реактивное сопротивление защищаемой линии, Ом (для АС-120 $x_{y\partial} = 0,427$ Ом/км) [1];

l - длина воздушной линии, км.

$$Z_{л1} = (0,249 + j0,427) \cdot 23 = 5,727 + j9,821 \text{ Ом};$$

Определим модуль полного сопротивления защищаемой линии по формуле:

$$|Z_{л1}| = \sqrt{r_{л1}^2 + x_{л1}^2},$$

где $r_{л}$ - активное сопротивление защищаемой линии, Ом;

$x_{л}$ - реактивное сопротивление защищаемой линии, Ом.

$$|Z_{л1}| = \sqrt{5,727^2 + 9,821^2} = 11,369 \text{ Ом.}$$

Уставка срабатывания первой ступени дистанционной защиты защищаемой линии выбирается по условию:

$$Z_{с.з.1}^I = K_{зан} \cdot |Z_{л1}|, \quad (57)$$

где $K_{зан}$ - коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность АЦП совместно с трансформаторами тока и напряжения, неточность расчета электрических величин и необходимый запас ($K_{зан} = 0,85$).

На основании специально проведенных расчетов по оценке влияния этих погрешностей с учетом материалов, содержащихся в протоколах испытаний шкафов ШЭ 2607 и сведений, полученных от разработчиков, было установлено, что возможные погрешности существенно меньше указанных в ТУ. Поэтому по согласованию с разработчиком значение коэффициента запаса ДЗ рекомендуется принять равным $K_{зан} = 0,87$.

Уставка срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1}^I = 0,87 \cdot 11,369 = 9,891 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания первой быстрействующей ступени ДЗ и вызвано временем обработки входных сигналов устройствами МПРЗ.

$$t_{c.з.1}^I = 0,02 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания второй ступени дистанционной защиты отстраивается от сопротивлений смежных присоединений защищаемой линии и в конкретном случае запишется в виде системы:

$$Z_{c.з.1}^{II} \leq \begin{cases} K_{зан} \cdot (Z_{л1} + K_{зан} \cdot Z_{c.з.2}^I \cdot K_{m.p.}); \\ K_{зан} \cdot (Z_{л1} + (1 - \Delta U)^2 \cdot x_m \cdot K_{m.p.}), \end{cases} \quad (58)$$

где $Z_{c.з.2}^I$ - уставка срабатывания первой ступени дистанционной защиты смежной линии, Ом;

x_m - реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

ΔU - наибольший предел регулировки напряжения трансформатора;

$K_{m.p.}$ - коэффициент токораспределения, в общем случае равный отношению первичного тока на рассматриваемом участке к току в месте установки защиты.

$$K_{m.p.} = \frac{I_2}{I_1}, \quad (59)$$

где I_2 - ток КЗ на смежном участке, кА;

I_1 - ток КЗ на участке для которого рассчитывается защита, кА.

Поскольку на рассматриваемом участке сети отсутствуют дополнительные источники питания, которые бы обеспечивали разность токов в месте установки защиты и токов на рассматриваемом участке, а подпиткой со стороны нагрузки силового трансформатора можно пренебречь, то коэффициент токораспределения можно принять равным единице, таким образом $K_{m.p.} = 1$.

Определим полное сопротивление смежной линии (линия 110 кВ Благовещенская - Силикатная выполнена проводом АС - 120):

$$Z_{л2} = (0,249 + j0,427) \cdot 28,1 = 6,997 + j11,999 \text{ Ом.}$$

$$|Z_{л2}| = \sqrt{6,997^2 + 11,999^2} = 13,89 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания дистанционной защиты первой ступени смежной линии равно:

$$Z_{c.з.2}^I = 0,87 \cdot 13,89 = 12,084 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора на ПС Силикатная для расчета уставки второй ступени ДЗ указано в таблице 1.

Таким образом, уставка срабатывания второй ступени защиты линии 110 кВ Силикатная – НПЗ для комплекта защит, установленного на ПС НПЗ будет находиться из условия:

$$Z_{c.з.1}^{II} \leq \begin{cases} 0,87 \cdot (11,369 + 0,87 \cdot 12,084 \cdot 1) = 19,037 \text{ Ом;} \\ 0,87 \cdot (11,369 + (1 - 0,16)^2 \cdot 142,2 \cdot 1) = 97,184 \text{ Ом.} \end{cases}$$

В качестве сопротивления срабатывания второй ступени выбирается наименьшее из сопротивлений, поскольку должны быть охвачены обе смежные области защищаемой ВЛ.

$$Z_{c.3.1}^{II} = 19,037 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания второй ступени ДЗ определяется из условия отстройки от времени срабатывания основных защит смежных участков. В конкретном случае условие отстройки запишется в виде:

$$t_{c.3.1}^{II} \leq \begin{cases} t_{c.3.2}^I + \Delta t; \\ t_{осн.м.} + \Delta t, \end{cases} \quad (60)$$

где $t_{c.3.2}^I$ - время срабатывания дистанционной защиты первой ступени смежного участка, сек;

$t_{осн.м.}$ - время срабатывания основных защит трансформатора на ПС Силикатная, сек;

Δt - степень селективности защит по времени, учитывающая погрешность срабатывания защит, от которых ведется отстройка, сек.

Время срабатывания первой ступени дистанционной защиты смежного участка, а также основных защит трансформатора выполняются без выдержки времени, поэтому время срабатывания второй ступени дистанционной защиты защищаемой линии будет равным ступени селективности, которую для релейной защиты на микропроцессорной базе можно принять равной 0,3 секунды.

$$t_{c.3.1}^{II} \leq \begin{cases} 0,02 + 0,3 = 0,32; \\ 0,02 + 0,3 = 0,32. \end{cases}$$

$$t_{c.3.1}^{II} = 0,32 \text{ с.}$$

Чувствительность второй ступени дистанционной защиты:

$$K_q^{II} = \frac{Z_{c.3.1}^{II}}{Z_{л1}} \geq 1,25; \quad (61)$$

$$K_q^{II} = \frac{19,037}{11,369} = 1,674.$$

Требуемая чувствительность соблюдается, то есть:

$$K_q^{II} \geq 1,25.$$

Уставка срабатывания третьей ступени дистанционной защиты отстраивается, как правило, от максимального нагрузочного тока линии.

За максимальный ток нагрузки линии берется значение длительно допустимого тока линии, либо его значение задается диспетчерской службой.

$$Z_{c.3}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot K_{над} \cdot K_v \cdot K_{сз} \cdot I_{нагр}} \quad (62)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности для релейной защиты на микропроцессорной базе ($K_{над} = 1,15$);

$K_{сз}$ - коэффициент самозапуска двигательной нагрузки (примем $K_{сз} = 2$).

K_{ϵ} – рекомендованный к расчету коэффициент возврата (для релейной защиты на микропроцессорной базе $K_{\epsilon} = 1,05$).

$$Z_{c.з.1}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot 1,15 \cdot 1,05 \cdot 2 \cdot 390} = 60,687 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит.

$$t_{c.з.1}^{III} = t_{c.з.1}^{II} + \Delta t; \quad (63)$$

$$t_{c.з.1}^{III} = 0,32 + 0,3 = 0,62 \text{ с.}$$

Чувствительность третьей ступени дистанционной защиты линии:

$$K_{\epsilon}^{III} = \frac{Z_{c.з.1}^{III}}{Z_{л1}} \geq 1,2; \quad (64)$$

$$K_{\epsilon}^{III} = \frac{60,687}{11,369} = 5,333;$$

$$K_{\epsilon}^{III} \geq 1,2.$$

Поскольку условие выполняется, то можно сделать вывод о том, что дальнейшее резервирование обеспечивается.

Зоны действия дистанционной защиты линии комплекта ПС НПЗ показаны на рисунке 17.

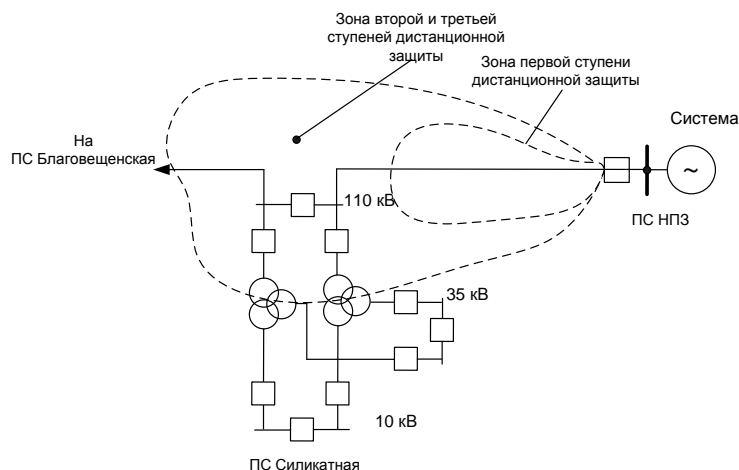


Рисунок 17 – Зоны защиты комплектов ДЗ на ПС НПЗ

Расчет комплектов дистанционной защиты, находящихся на ПС Силикатная аналогичен проведенному выше расчету.

Расчёт дистанционной защиты на ВЛ 110кВ Силикатная – НПЗ для комплектов защит, стоящих на ПС Силикатная.

Полное комплексное сопротивление защищаемой линии:

$$Z_{л1} = (0,249 + j0,427) \cdot 23 = 5,727 + j9,821 \text{ Ом};$$

Модуль полного сопротивления защищаемой линии:

$$|Z_{л1}| = \sqrt{5,727^2 + 9,821^2} = 11,369 \text{ Ом}.$$

Уставка срабатывания первой ступени дистанционной защиты:

$$Z_{с.з.1}^I = 0,87 \cdot 11,369 = 9,891 \text{ Ом}.$$

Время срабатывания первой ступени ДЗ принимается равным 0,02 с.

$$t_{с.з.1}^I = 0,02 \text{ с}.$$

Сопротивление срабатывания второй ступени дистанционной защиты отстраивается от сопротивлений смежных присоединений защищаемой линии и в конкретном случае запишется в виде:

$$Z_{c.з.1}^{II} \leq \begin{cases} K_{зан} \cdot (Z_{л1} + K_{зан} \cdot Z_{c.з.2}^I \cdot K_{m.p.2}); \\ K_{зан} \cdot (Z_{л1} + K_{зан} \cdot Z_{c.з.3}^I \cdot K_{m.p.3}); \\ K_{зан} \cdot (Z_{л1} + (1 - \Delta U)^2 \cdot x_m \cdot K_{m.p.}). \end{cases} \quad (65)$$

где $Z_{c.з.2}^I, Z_{c.з.3}^I$ - уставки срабатывания первых ступеней дистанционной защиты смежных линий, идущих на ПС Среднебелая и ПС Ивновка соответственно, Ом;

x_m - реактивное сопротивление трансформатора на ПС НПЗ, Ом;

$K_{m.p.}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению первичного тока в месте установки защиты к току в рассматриваемом участке.

Полкольку сопротивления линий невелики в силу их малой протяженности, а сопротивление трансформатора на ПС НПЗ больше сопротивлений линий, то в целях разумного подхода к расчету дистанционной защиты имеет смысл не брать в расчет третье уравнение системы, так как в конце расчета за уставку второй ступени должно приниматься меньшее из рассчитанных значений.

Таким образом система примет вид:

$$Z_{c.з.1}^{II} \leq \begin{cases} K_{зан} \cdot (Z_{л1} + K_{зан} \cdot Z_{c.з.2}^I \cdot K_{m.p.2}); \\ K_{зан} \cdot (Z_{л1} + K_{зан} \cdot Z_{c.з.3}^I \cdot K_{m.p.3}). \end{cases} \quad (66)$$

Определим полное сопротивление смежных линии и рассчитаем уставки срабатывания первых ступеней ДЗ на них. Обе линии выполнены проводом АС – 120.

$$Z_{л2} = (0,249 + j0,427) \cdot 16 = 3,984 + j6,832 \text{ Ом.}$$

$$|Z_{л2}| = \sqrt{3,984^2 + 6,832^2} = 7,909 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания дистанционной защиты первой ступени смежной линии 110 кВ НПЗ - Среднебелая равно:

$$Z_{с.з.2}^I = 0,87 \cdot 7,909 = 6,881 \text{ Ом.}$$

$$Z_{л3} = (0,249 + j0,427) \cdot 35 = 8,715 + j14,945 \text{ Ом.}$$

$$|Z_{л3}| = \sqrt{8,715^2 + 14,945^2} = 17,319 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания дистанционной защиты первой ступени смежной линии 110 кВ НПЗ - Ивановка равно:

$$Z_{с.з.3}^I = 0,87 \cdot 17,319 = 15,067 \text{ Ом.}$$

Таким образом, уставка срабатывания второй ступени защиты линии 110 кВ Силикатная – НПЗ для комплекта защит, установленных на ПС Силикатная будет находиться из условия:

$$Z_{с.з.1}^{II} \leq \begin{cases} 0,87 \cdot (11,369 + 0,87 \cdot 6,881 \cdot 1,972) = 20,162 \text{ Ом;} \\ 0,87 \cdot (11,369 + 0,87 \cdot 15,067 \cdot 1,496) = 26,952 \text{ Ом.} \end{cases}$$

В качестве сопротивления срабатывания второй ступени выбирается наименьшее из сопротивлений, поскольку должны быть охвачены все смежные области защищаемой ВЛ.

$$Z_{c.3.1}^{II} = 20,162 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания второй ступени ДЗ определяется из условия отстройки от времени срабатывания основных защит смежных участков. В конкретном случае условие отстройки запишется в виде:

$$t_{c.3.1}^{II} = \begin{cases} t_{c.3.2}^I + \Delta t; \\ t_{c.3.3}^I + \Delta t. \end{cases} \quad (67)$$

$$t_{c.3.1}^{II} = \begin{cases} 0,02 + 0,3 = 0,32 \text{ с}; \\ 0,02 + 0,3 = 0,32 \text{ с}. \end{cases}$$

$$t_{c.3.1}^{II} = 0,32 \text{ с.}$$

Чувствительность второй ступени дистанционной защиты:

$$K_{\nu}^{II} = \frac{Z_{c.3.1}^{II}}{Z_{л1}} \geq 1,25; \quad (68)$$

$$K_{\nu}^{II} = \frac{20,162}{11,369} = 1,773.$$

Требуемая чувствительность соблюдается, то есть:

$$K_v^{II} \geq 1,25.$$

Уставка срабатывания третьей ступени дистанционной защиты:

$$Z_{c.3.1}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot 1,15 \cdot 1,05 \cdot 2 \cdot 390} = 60,687 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени:

$$t_{c.3.1}^{III} = t_{c.3.1}^{II} + \Delta t; \quad (69)$$

$$t_{c.3.1}^{III} = 0,32 + 0,3 = 0,62 \text{ с.}$$

Чувствительность третьей ступени дистанционной защиты линии:

$$K_v^{III} = \frac{Z_{c.3.1}^{III}}{Z_{л1}} \geq 1,2; \quad (70)$$

$$K_v^{III} = \frac{60,687}{11,369} = 5,333;$$

$$K_v^{III} \geq 1,2.$$

Условие обеспечения чувствительности выполняется.

Зоны действия дистанционной защиты линии комплекта ПС НПЗ показаны на рисунке 18.

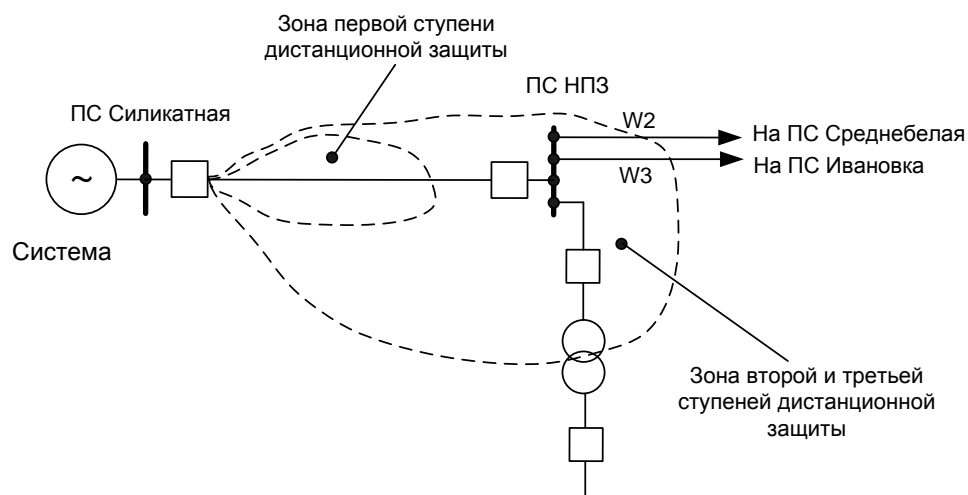


Рисунок 18 – Зоны защиты комплектов ДЗ на ПС Силикатная

Рисунки, иллюстрирующие охват зон защиты ДЗ являются схематичными и не в состоянии точно отобразить величину зон защиты, а также особенности построения электрической сети.

4.2 Токовая защита нулевой последовательности [5]

Для защиты линий от КЗ на землю применяется защита, реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности. Необходимость специальной защиты от КЗ на землю вызывается тем, что этот вид повреждений является преобладающим, а защита, включаемая на ток и напряжение нулевой последовательности, осуществляется более просто и имеет ряд преимуществ по сравнению с защитами от междуфазных повреждений. Защиты нулевой последовательности выполняются в виде токовых максимальных защит и отсеков как простых, так и направленных.

В данном проекте ТЗНП будет выполняться направленной, поскольку линия для которой рассчитывается защита имеет двустороннее питание.

Особенностью ТЗНП также является то, что для определения уставок срабатывания необходимо отстраиваться от токов, проходящих непосредственно через измерительный трансформатор тока того или иного комплекта защиты.

Проведем расчет уставок направленной ТЗНП для комплектов защит, установленных на ПС НПЗ.

Ток срабатывания первой ступени ТЗНП определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^I = K_{зан} \cdot 3I_{ПО}^{(1)}, \quad (71)$$

где $3I_{ПО}^{(1)}$ - ток однофазного короткого замыкания, проходящий через измерительные органы комплекта защит на ПС НПЗ, кА;

$K_{зан}$ - коэффициент запаса ($K_{зан} = 1, 2$).

Ток однофазного короткого замыкания в конце защищаемой линии складывается из суммы токов, питающих точку КЗ с двух сторон: со стороны ПС Силикатная и со стороны ПС НПЗ. Искомый ток $3I_{ПО}^{(1)}$, необходимый для расчета уставки первой ступени ТЗНП пропорционален сопротивлению пройденному им, поэтому чтобы узнать его необходимо развернуть схему относительно точки КЗ, относя сопротивления схемы замещения в соответствии с пройденными путями составляющих тока однофазного КЗ.

Графически вышеупомянутое изображено на рисунке 19.

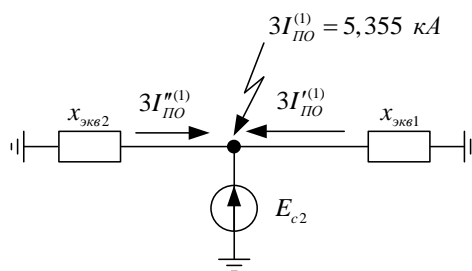


Рисунок 19 – Схема замещения нулевой последовательности

Уставка первой ступени ТЗНП для комплектов защит на ПС Силикатная.

$$I_{с.з.}^I = 1,2 \cdot 2,371 = 2,845 \text{ кА.}$$

Время срабатывания первой ступени защиты примем 0,01 с.

$$t_{c.з.}^I = 0,01 \text{ с.}$$

Уставка срабатывания второй ступени защиты должна отстраиваться от токов срабатывания ТЗНП смежных линий.

$$I_{c.з.}^{II} = K_{зан} \cdot K_{т.р.} \cdot I_{c.з.см}^I, \quad (72)$$

где $I_{c.з.см}^I$ - ток срабатывания первой ступени ТЗНП смежного участка, кА.

Для комплектов защит на ПС НПЗ смежной линией является ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная.

Рассчитаем уставку срабатывания первой ступени ТЗНП ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная для комплектов защит, установленных на ПС Силикатная.

$$I_{c.з.см}^I = 1,2 \cdot 0,7 = 0,84 \text{ кА.}$$

Поскольку в данной работе не рассматриваются защиты смежных линий, то при расчете уставки второй ступени ТЗНП коэффициент токораспределения точно определить не представляется возможным, поэтому о его величине можно судить приближенно.

Уставка второй ступени защищаемой линии.

$$I_{c.з.}^{II} = 1,2 \cdot 1,35 \cdot 0,84 = 1,361 \text{ кА.}$$

Уставка срабатывания по времени второй ступени принимается большей на ступень селективности, чем уставка срабатывания по времени, той защиты, от которой производилась отстройка.

$$t_{c.з.}^{II} = t_{c.з.см}^I + \Delta t; \quad (73)$$

Уставка срабатывания по времени первой ступени ТЗПН смежной линии также равна 0,01 с.

$$t_{c.з.см}^I = 0,01 \text{ с.}$$

$$t_{c.з.}^{II} = 0,01 + 0,3 = 0,31 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности второй ступени ТЗПН определим по формуле.

$$K_{\text{ч}}^{II} = \frac{3I_{ПО}^{(1)}}{I_{c.з.}^{II}} \geq 1,5; \quad (74)$$

$$K_{\text{ч}}^{II} = \frac{2,371}{1,361} = 1,742.$$

Чувствительность соблюдается.

Ток срабатывания третьей ступени ТЗПН отстраивается от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции по формуле.

$$I_{c.з.}^{III} = K_{\text{зан}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{ПО}^{(3)}, \quad (75)$$

где $K_{\text{зан}}$ - коэффициент запаса;

$K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме (примем $K_{пер} = 1$ поскольку время срабатывания третьей ступени будет больше чем 0,5 с);

$K_{нб}$ - коэффициент небаланса (примем $K_{нб} = 0,1$);

$I_{ПО}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ за трансформатором приемной подстанции, кА.

$$I_{с.з.}^{III} = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,361 = 0,043 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени проверяется при металлическом КЗ в конце смежного участка.

$$K_{ч}^{III} = \frac{3I_{ПОсм}^{(1)}}{I_{с.з.}^{III}} \geq 1,2; \quad (76)$$

где $3I_{ПОсм}^{(1)}$ - ток однофазного КЗ, текущий через трансформатор тока защиты смежного участка, кА;

$$K_{ч}^{II} = \frac{0,7}{0,043} = 16,159.$$

Чувствительность соблюдается.

Уставка срабатывания по времени третьей ступени принимается на ступень селективности больше уставки срабатывания второй ступени защищаемой линии.

$$t_{с.з.}^{III} = t_{с.з.см}^{II} + \Delta t; \quad (77)$$

$$t_{с.з.}^{III} = 0,31 + 0,3 = 0,61 \text{ с.}$$

Проведем расчет уставок направленной ТЗНП для комплектов защит, установленных на ПС Силикатная.

Уставка первой ступени считается аналогично проведенному выше расчету.

$$I_{c.з.}^I = 1,2 \cdot 0,865 = 1,038 \text{ кА.}$$

Время срабатывания первой ступени защиты примем 0,02 с.

$$t_{c.з.}^I = 0,01 \text{ с.}$$

Уставка срабатывания второй ступени защиты должна быть отстроена от токов срабатывания ТЗНП смежных линий, коими являются линии 110 кВ НПЗ – Среднебелая и НПЗ – Ивановка аналогично вышеописанной формуле (72).

При этом из получившихся уставок срабатывания второй ступени ТЗНП защищаемой линии будет выбираться наименьшее значения для того, чтобы защита могла выявить самое минимальное значение тока однофазного КЗ на смежной линии.

Уставка третьей ступени отстраивается от токов небаланса при КЗ за трансформаторами смежных линий, причем братья в роли расчетного КЗ будет наименьшее. Наименьшим КЗ за трансформатором будет являться замыкание на ПС Силикатная, поскольку на шинах высокого напряжения ток короткого замыкания там меньше, чем на ПС Ивановка, а трансформаторы на обеих подстанциях одинаковы.

$$I_{c.з.}^{\text{III}} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,527 = 0,063 \text{ кА.}$$

$$t_{c.з.}^{\text{III}} = 0,31 + 0,3 = 0,61 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности также находится по формуле (76).

4.3 Мгновенная токовая отсечка [3]

Токовой отсечкой называется максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев мгновенное действие.

В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой отсечки (МТО) достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия.

Для одноцепных линий с двусторонним питанием как правило МТО выполняется направленной.

Произведем расчет уставки токовой отсечки для комплектов защит, которые установлены на ПС Силикатная.

МТО отстраивается от КЗ на шинах приемной подстанции (в конце линии).

$$I_{c.3} = K_n \cdot I_{K2}^{(3)}, \quad (78)$$

где K_n - коэффициент надежности ($K_n = 1,2$).

$$I_{c.3} = 1,2 \cdot 6,29 = 7,548 \text{ кА.}$$

Токовая отсечка выполняется без выдержки времени, поэтому время ее срабатывания обусловлено лишь временем работы исполнительных органов.

$$t_{c.3} = 0,02 \text{ с.}$$

Поскольку ток срабатывания защиты равен 7,548 кА, а максимальный ток в начале защищаемой линии составляет 6,5 кА, то можно сделать вывод о

нецелесообразности дальнейших расчетов, а также установке МТО на линии, так как уставки получаются выше чем могут быть токи КЗ на данной линии.

Графически данное утверждение изображено на рисунке 20.

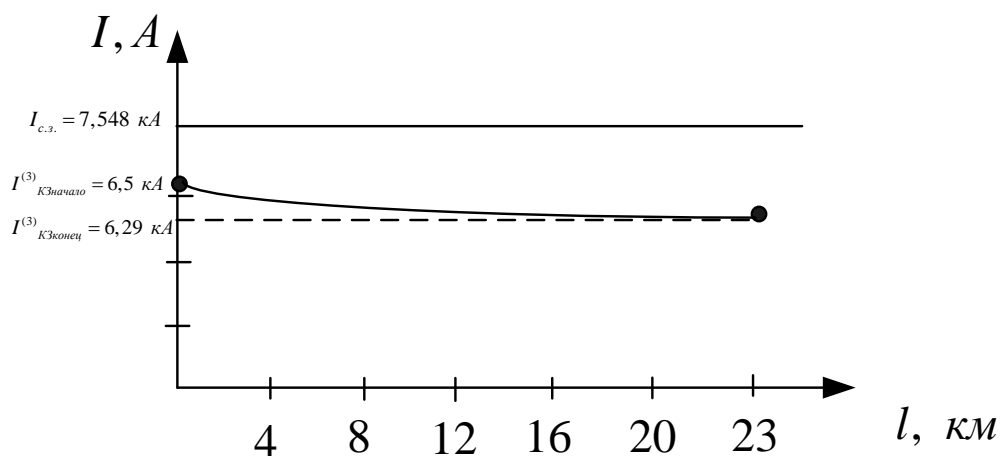


Рисунок 20 – График спадающего тока трехфазного КЗ защищаемой линии со стороны ПС Силикатная

Вместо МТО на линии целесообразно поставить МТЗ в качестве резервной защиты, поскольку наличие одной защиты от многофазных коротких замыканий может снизить надежность защиты всей линии.

4.4 Максимальная токовая защита [5]

Максимальная токовая защита линии (МТЗ) предназначена для отключения междуфазных и симметричных коротких замыканий. МТЗ имеет ступенчатую выдержку времени и отстраивается от рабочих номинальных токов линии. Применяется в качестве основной защиты для сетей до 10 кВ и в качестве резервной для линий 110 кВ.

Ток срабатывания первой ступени МТЗ защищаемой линии определяется по соотношению:

$$I'_{с.з.} = \frac{K_{зан} \cdot K_{сз}}{K_{г}} \cdot I_{ном}, \quad (79)$$

где $K_{зан}$ – коэффициент запаса ($K_{зан} = 1,2$);

$K_{сз}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2;

K_{ϵ} – коэффициент возврата устройства релейной защиты ($K_{\epsilon} = 0,9$);

$I_{ном}$ – максимальный рабочий ток линии, А.

Коэффициент чувствительности первой ступени в общем случае определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}}^I = \frac{I_{\text{КЗmin}}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5, \quad (80)$$

где $I_{\text{КЗmin}}$ – минимальное значение тока КЗ в конце защищаемого участка, А.

Время срабатывания первой ступени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит линии. Таковой защитой в данной работе является дистанционная защита линии, поэтому время срабатывания первой ступени МТЗ можно принять на ступень селективности больше времени срабатывания третьей ступени дистанционной защиты.

$$t_{\text{с.з.}}^I = 0,62 + 0,3 = 0,92 \text{ с.}$$

МТЗ будет выполняться направленной, поэтому необходимо рассчитать уставки для каждого комплекта защиты на концах линии.

Произведем расчет уставки максимальной токовой защиты для комплектов защит, установленных на ПС Силикатная.

Ток срабатывания МТЗ первой ступени:

Номинальный ток линии определим опираясь на мощность силовых трансформаторов на ПС НПЗ.

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (81)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$$I_{ном} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,817 \text{ A}$$

$$I'_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 200,817 = 535,513 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности для первой ступени МТЗ, выполняющей функции резервирования основных защит линии:

$$K^I_{ч} = \frac{5447}{535,513} = 10,172.$$

МТЗ проходит по коэффициенту чувствительности, а значит может быть установлена в качестве резервной защиты рассматриваемой линии на ПС Силикатная.

Аналогично произведем расчет уставки максимальной токовой защиты для комплектов защит, установленных на ПС НПЗ.

Ток срабатывания МТЗ первой ступени:

$$I_{ном} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ A}$$

$$I'_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 50,2 = 133,867 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности для первой ступени МТЗ, выполняющей функции резервирования основных защит линии:

$$K^I_{\text{ч}} = \frac{5629}{133,867} = 42,049.$$

Чувствительность соблюдается, таким образом, МТЗ может быть установлена в качестве резервной защиты рассматриваемой линии на ПС НПЗ.

Все следующие ступени МТЗ в общем случае будут отстраиваться от токов срабатывания резервируемой защиты на смежном участке. А коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2 при коротком замыкании в конце резервируемой линии.

Уставка срабатывания второй ступени МТЗ.

$$I''_{\text{с.з.}} = K_{\text{зан}} \cdot I''_{\text{с.з.см}}, \quad (82)$$

где $I''_{\text{с.з.см}}$ – уставка срабатывания МТЗ первой ступени смежной линии, А.

Коэффициент чувствительности второй ступени МТЗ.

$$K^{\text{II}}_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min см}}}{I''_{\text{с.з.}}} \geq 1,2, \quad (83)$$

где $I_{\text{КЗ min см}}$ – минимальное значение тока КЗ в конце смежной линии, А.

Время срабатывания второй ступени МТЗ защищаемой линии отстраивается от времени срабатывания МТЗ первых ступеней смежных линий.

5 АВТОМАТИКА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

5.1 Автоматическое повторное включение (АПВ)

Согласно ПУЭ устройства АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточиванию потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей [4].

К устройствам АПВ предъявляются следующие требования:

- 1) Быть в постоянной готовности к работе и подавать команду на включение выключателя отключенного релейной защитой;
- 2) Не срабатывать при отключении выключателя персоналом, либо другими устройствами автоматики;
- 3) Должны обеспечивать установленную кратность действия;
- 4) Схема должна автоматически возвращаться в состояние готовности к работе после аварии;
- 5) Исключать возможность АПВ при отключении выключателя релейной защитой сразу же после его включения персоналом;
- 6) Не срабатывать при перегорании предохранителя в одной из фаз трансформатора напряжения;
- 7) Иметь пусковой орган контроля отсутствия напряжения.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под

напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства АПВ на линиях 110 кВ с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ (трехфазного АПВ, выполняющегося преимущественно на ВЛ 110 кВ и ниже) однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации):

- а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ);
- б) несинхронное ТАПВ (НАПВ);
- в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ. На линиях с односторонним питанием АПВ ставится как правило в начале линии.

На воздушной линии 110 кВ «Силикатная - НПЗ» с двусторонним питанием примем к установке АПВ однократного действия без контроля напряжения и улавливания синхронизма, поскольку в данном случае допускается несинхронное включение линии в виду большой ее удаленности от электрических станций, для которых КЗ является большим возмущением и может сильно отразиться на частоте сети.

Устройства АПВ формируют команду на отключение с выдержкой времени:

$$t_{АПВ-1} \geq \begin{cases} t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + \Delta t; \\ t_{г.в.} - t_{вкл.Q} + \Delta t; \\ t_{г.п.} + \Delta t; \\ t_{защ.} - t_{откл.Q} + \Delta t. \end{cases} \quad (84)$$

где $t_{д.с.}$ - время деионизации среды, примерно равное 0,2 секунды для линии 110 кВ;

$t_{вкл.Q}$ - время включения выключателя (для элегазового выключателя примерно равно 0,05 сек.);

$t_{откл.Q}$ - время отключения выключателя (для элегазового выключателя примерно равно 0,06 сек.);

$t_{г.в.}$ - время готовности выключателя, с;

$t_{г.п.}$ - время готовности привода выключателя, с;

$t_{защ.}$ - время срабатывания защиты линии, с.

Как показывает практика, наибольшим временем срабатывания АПВ как правило оказывается выбор по первому словию системы.

Рассчитаем время срабатывания АПВ для одного выключателя.

$$t_{АПВ-1} \geq 0,2 - 0,05 + 0,3 = 0,45 \text{ с.}$$

Для выключателей на другом конце линии время АПВ принимается на время запаса больше, чем уже рассчитанное время срабатывания АПВ одного из концов линии.

$$t_{АПВ-2} \geq t_{АПВ-1} + \Delta t; \quad (85)$$

$$t_{АПВ-2} = 0,45 + 0,3 = 0,75 \text{ с.}$$

Данная разность времен АПВ по времени предназначена для предупреждения включения линии на устойчивое короткое замыкание. Таким образом, включая выключатель с одной стороны, происходит опробование линии на наличие неустранившегося повреждения, а затем в случае его отсутствия включается в сеть и другой конец линии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был рассмотрен круг вопросов, который в большой степени отражает вузовскую программу обучения инженера-бакалавра. Среди них составление и расчет схемы замещения, расчет токов короткого замыкания, расчет уставок релейной защиты и автоматики, и многое другое.

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены вопросы внедрения шкафов микропроцессорной релейной защиты ШЭ 2607. Была рассмотрена работа функций и блоков шкафа, и на основе полученной информации были отобраны необходимые для использования функции с учетом российских принципов построения и работы релейной защиты. Применительно к шкафу была представлена разработка уставок релейной защиты линии на микропроцессорной базе, которая подтверждает свою актуальность на опыте многих организаций электроэнергетической отрасли, поэтому помимо актуальности, работа, проведенная в рамках проекта, является практически значимой и может быть применена в условиях эксплуатации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

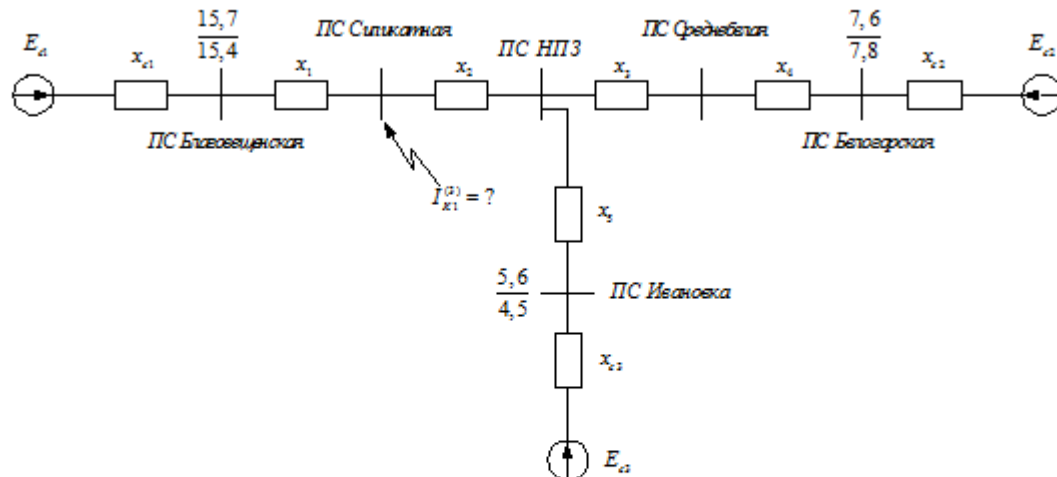
- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А. Л. Мызин – Екатеринбург : УГТУ, 2005. – 52 с.
- 2 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В.А. Андреев – М. : Высшая школа, 2008. – 625 с.
- 3 Герасимов, В. Г. Электротехнический справочник (Том 3) / В. Г. Герасимов, А. Ф. Дьяков – М. : МЭИ, 2004. – 965 с.
- 4 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов/ В.И. Идельчик – М. : Энергия, 1989. – 592 с.
- 5 Козлов, А. Н. Релейная защита и автоматика / А. Н. Козлов, Ю. А. Ротачев – Благовещенск. : Изд. АмГУ, 2006. – 116 с.
- 6 Мясоедов, Ю. В. Электрическая часть станций и подстанций / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева – Благовещенск. : Изд. АмГУ, 2007. – 192 с.
- 7 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : ЭНАС 2012. – 371 с.
- 8 Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2003. – 280с.
- 9 Приказ Минэнерго РФ от 22.02.2007 № 49 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных устройств потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)".

10 <http://www.cbr.ru/>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

Расчет трехфазного КЗ на ВН ПС Силикатная

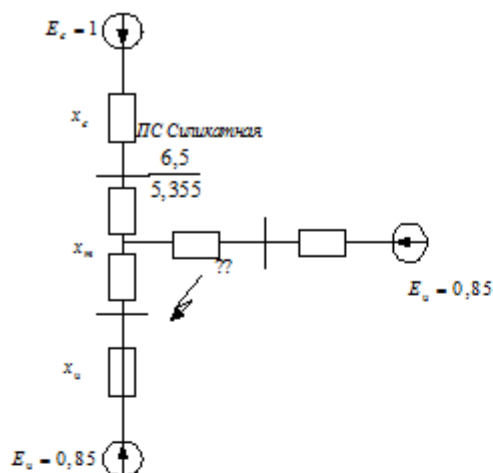


$$\begin{aligned}
 x_1 &:= 0.427 \cdot 28.1 = 11.999 \quad \text{Ом} & x_{c1} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15.7} = 4.229 \quad \text{Ом} \\
 x_2 &:= 0.427 \cdot 23 = 9.821 \quad \text{Ом} \\
 x_3 &:= 0.427 \cdot 16 = 6.832 \quad \text{Ом} & x_{c2} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 7.6} = 8.736 \quad \text{Ом} \\
 x_4 &:= 0.427 \cdot 86.6 = 36.978 \quad \text{Ом} & x_{c3} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5.6} = 11.856 \quad \text{Ом} \\
 x_5 &:= 0.427 \cdot 35 = 14.945 \quad \text{Ом} \\
 x_6 &:= x_{c1} + x_1 = 16.228 \quad \text{Ом} \\
 x_7 &:= x_{c2} + x_3 + x_4 = 52.546 \quad \text{Ом} \\
 x_8 &:= x_{c3} + x_5 = 26.801 \quad \text{Ом} \\
 x_9 &:= \frac{x_7 \cdot x_8}{x_7 + x_8} = 17.749 \quad \text{Ом} \\
 x_{10} &:= x_9 + x_2 = 27.57 \quad \text{Ом} \\
 x_{11} &:= \frac{x_6 \cdot x_{10}}{x_6 + x_{10}} = 10.215 \quad \text{Ом} \\
 I_{3\text{кзСиликатная}} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot x_{11}} = 6.5 \quad \text{кА} \\
 I_{2\text{кзСиликатная}} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot x_{11}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5.629 \quad \text{кА} \\
 K_{уд} &:= 1.61 \\
 i_{уд} &:= \sqrt{2} \cdot I_{3\text{кзСиликатная}} \cdot K_{уд} = 14.799 \quad \text{кА}
 \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

Расчет трехфазного КЗ на НН ПС Силикатная



$$x_1 := 0.427 \cdot 28.1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.907$$

$$x_{c1} := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15.7 \cdot 115} = 0.32$$

$$x_2 := 0.427 \cdot 23 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.743$$

$$x_{c2} := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 7.6 \cdot 115} = 0.661$$

$$x_3 := 0.427 \cdot 16 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.517$$

$$x_{c3} := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 5.6 \cdot 115} = 0.897$$

$$x_4 := 0.427 \cdot 86.6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2.796$$

$$I_6 := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02$$

$$x_5 := 0.427 \cdot 35 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1.13$$

$$x_7 := x_{c2} + x_3 + x_4 = 3.973 \quad \text{Ом}$$

$$x_6 := x_{c1} + x_1 = 1.227$$

$$x_8 := x_{c3} + x_5 = 2.027 \quad \text{Ом}$$

$$x_9 := \frac{x_7 \cdot x_8}{x_7 + x_8} = 1.342 \quad \text{Ом}$$

$$x_{10} := x_9 + x_2 = 2.085 \quad \text{Ом}$$

$$x_{тВ} := \frac{10.75}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10.75$$

$$x_{тН} := \frac{6.25}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 6.25$$

$$x_{12} := x_{11} + x_{тВ} + x_{тН} = 17.772 \quad \text{Ом} \quad x_{11} := \frac{x_6 \cdot x_{10}}{x_6 + x_{10}} = 0.772 \quad \text{Ом}$$

$$I_{3\text{кзНПЗВН}} := \frac{1}{x_{11}} \cdot 5.02 = 6.499$$

высокое напряжение

$$I_{3\text{кзНПЗНН}} := \frac{1}{x_{12}} \cdot 54.986 = 3.094$$

низкое напряжение

$$\frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

$$S_H := 3.5$$

$$x_H := 0.35 \cdot \frac{1000}{S_H} = 100$$

$$I_{3\text{кзПодпиткаНН}} := \frac{0.85}{x_H} \cdot 54.986 = 0.467$$

$$I_{3\text{кзНПЗНН}} + I_{3\text{кзПодпиткаНН}} = 3.561$$

$$I_{3\text{кзКЗНН}} := 3.561$$

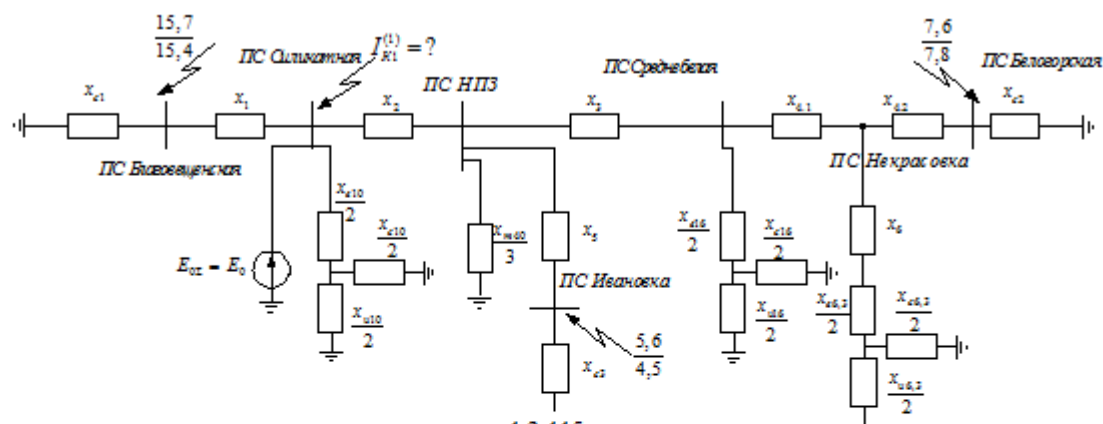
$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot I_{3\text{кзКЗНН}} \cdot 1.369 = 6.894$$

$$I_{2\text{кзКЗНН}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3.561 = 3.084$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

Расчет однофазного КЗ на ПС Силикатная



$$x_1 := 3 \cdot 0.427 \cdot 28.1 = 35.996 \quad \text{Ом}$$

$$x_2 := 3 \cdot 0.427 \cdot 23 = 29.463 \quad \text{Ом}$$

$$x_3 := 3 \cdot 0.427 \cdot 16 = 20.496 \quad \text{Ом}$$

$$x_{41} := 3 \cdot 0.427 \cdot 66 = 84.546 \quad \text{Ом}$$

$$x_{42} := 3 \cdot 0.427 \cdot 20.6 = 26.389 \quad \text{Ом}$$

$$x_5 := 3 \cdot 0.427 \cdot 35 = 44.835 \quad \text{Ом}$$

$$x_{c1} := \frac{1.2 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 15.7} = 5.075 \quad \text{Ом}$$

$$x_{c2} := \frac{1.2 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 7.6} = 10.483 \quad \text{Ом}$$

$$x_{c3} := \frac{1.2 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 5.6} = 14.228 \quad \text{Ом}$$

$$x_{10В} := \frac{142.2}{2} = 71.1 \quad \text{Ом}$$

$$x_{10Н} := \frac{82.7}{2} = 41.35 \quad \text{Ом}$$

Примем на ПС Среднебелая трансформаторы ТДТН-16000/110
 Примем на ПС НПЗ трансформаторы ТДН-40000/110

$$x_{16В} := \frac{88.9}{2} = 44.45 \quad \text{Ом}$$

$$x_{16Н} := \frac{52}{2} = 26 \quad \text{Ом}$$

$$x_T := \frac{34.716}{3} = 11.572 \quad \text{Ом}$$

Примем на ПС Некрасовка трансформаторы ТМТН-6300/110

$$x_7 := x_{c1} + x_1 = 41.071 \quad \text{Ом}$$

$$x_8 := \frac{x_7 \cdot (x_{10В} + x_{10Н})}{x_7 + (x_{10В} + x_{10Н})} = 30.083 \quad \text{Ом}$$

$$x_9 := x_{c2} + x_{42} = 36.872 \quad \text{Ом}$$

$$x_{10} := \frac{x_9 \cdot (3.9 + x_{63В} + x_{63Н})}{x_9 + (3.9 + x_{63В} + x_{63Н})} = 30.67 \quad \text{Ом}$$

$$x_{11} := x_{10} + x_{41} = 115.216 \quad \text{Ом}$$

$$x_{12} := \frac{x_{11} \cdot (x_{16В} + x_{16Н})}{x_{11} + (x_{16В} + x_{16Н})} = 43.718 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
 Подробный расчет токов короткого замыкания

$$x_{13} := x_{12} + x_3 = 64.214 \quad \text{Ом}$$

$$x_{14} := x_{c3} + x_5 = 59.063 \quad \text{Ом}$$

$$x_{15} := \frac{x_{14} \cdot \left(\frac{x_{13} \cdot x_T}{x_{13} + x_T} \right)}{x_{14} + \frac{x_{13} \cdot x_T}{x_{13} + x_T}} = 8.409 \quad \text{Ом}$$

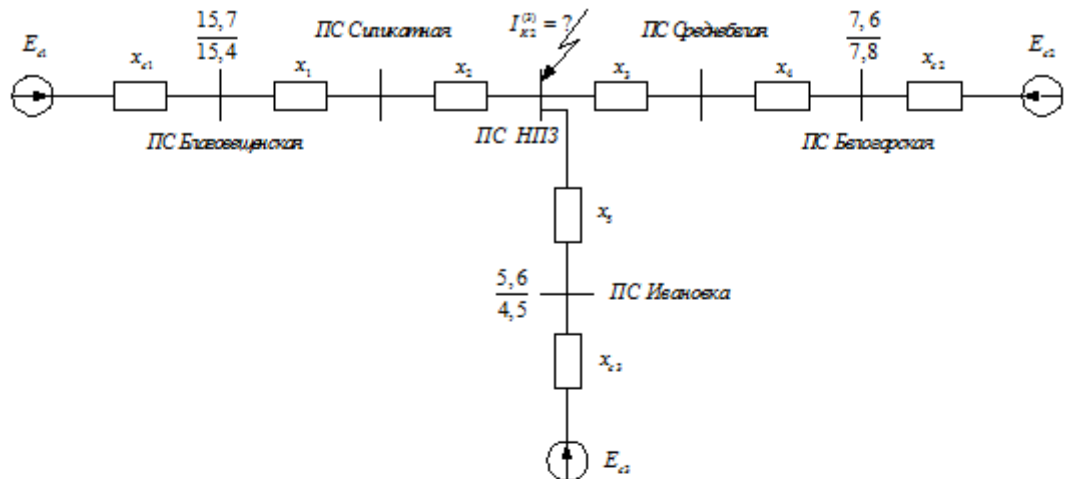
$$x_{16} := x_{15} + x_2 = 37.872 \quad \text{Ом}$$

$$x_{17} := \frac{x_{16} \cdot x_8}{x_{16} + x_8} = 16.766 \quad \text{Ом}$$

$$I_{1\text{кзСиликатная}} := \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot (x_{17} + 10.215 + 10.215)} = 5.355 \quad \text{кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Подробный расчет токов короткого замыкания

Расчет трехфазного КЗ на ВН ПС НПЗ



$$\begin{aligned}
 x_1 &:= 0.427 \cdot 28.1 = 11.999 \quad \text{Ом} & x_{c1} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15.7} = 4.229 \quad \text{Ом} \\
 x_2 &:= 0.427 \cdot 23 = 9.821 \quad \text{Ом} & x_{c2} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 7.6} = 8.736 \quad \text{Ом} \\
 x_3 &:= 0.427 \cdot 16 = 6.832 \quad \text{Ом} & x_{c3} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5.6} = 11.856 \quad \text{Ом} \\
 x_4 &:= 0.427 \cdot 86.6 = 36.978 \quad \text{Ом} \\
 x_5 &:= 0.427 \cdot 35 = 14.945 \quad \text{Ом}
 \end{aligned}$$

$$x_6 := x_{c1} + x_1 + x_2 = 26.049 \quad \text{Ом}$$

$$x_7 := x_{c2} + x_3 + x_4 = 52.546 \quad \text{Ом}$$

$$x_8 := x_{c3} + x_5 = 26.801 \quad \text{Ом}$$

$$x_9 := \frac{x_7 \cdot x_8}{x_7 + x_8} = 17.749 \quad \text{Ом}$$

$$x_{10} := \frac{x_6 \cdot x_9}{x_6 + x_9} = 10.556 \quad \text{Ом}$$

$$I_{3\text{кзНПЗ}} := \frac{115}{\sqrt{3} \cdot x_{10}} = 6.29 \quad \text{кА}$$

$$I_{2\text{кзНПЗ}} := \frac{115}{\sqrt{3} \cdot x_{10}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5.447 \quad \text{кА}$$

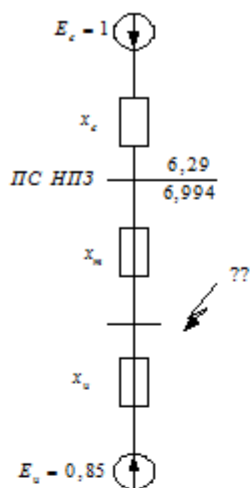
$$K_{\text{уд}} := 1.61$$

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot I_{3\text{кзНПЗ}} \cdot K_{\text{уд}} = 14.321 \quad \text{кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

Расчет трехфазного КЗ на НН ПС НПЗ



$$x_1 := 0.427 \cdot 28.1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.907$$

$$x_{c1} := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15.7 \cdot 115} = 0.32$$

$$x_T := \frac{10.5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2.625$$

$$x_2 := 0.427 \cdot 23 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.743$$

$$x_{c2} := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 7.6 \cdot 115} = 0.661$$

$$x_3 := 0.427 \cdot 16 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.517$$

$$x_{c3} := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 5.6 \cdot 115} = 0.897$$

$$x_4 := 0.427 \cdot 86.6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2.796$$

$$I_6 := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02$$

$$x_5 := 0.427 \cdot 35 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1.13$$

$$x_6 := x_{c1} + x_1 + x_2 = 1.97 \quad x_7 := x_{c2} + x_3 + x_4 = 3.973$$

$$x_8 := x_{c3} + x_5 = 2.027$$

$$x_9 := \frac{x_7 \cdot x_8}{x_7 + x_8} = 1.342$$

$$x_{10} := \frac{x_6 \cdot x_9}{x_6 + x_9} = 0.798$$

$$x_{11} := x_{10} + x_T$$

$$I_{3\text{кзНПЗВН}} := \frac{1}{x_{10}} \cdot 5.02 = 6.289$$

высокое напряжение

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

$$I_{3\text{кзНПЗНН}} := \frac{1}{x_{11}} \cdot 54.986 = 16.063 \quad \text{низкое напряжение} \quad \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986$$

$$S_{\text{Н}} := 53.852$$

$$x_{\text{Н}} := 0.35 \cdot \frac{1000}{S_{\text{Н}}} = 6.499$$

$$I_{3\text{кзПодпиткаНН}} := \frac{0.85}{x_{\text{Н}}} \cdot 54.986 = 7.191$$

$$I_{3\text{кзНПЗНН}} + I_{3\text{кзПодпиткаНН}} = 23.254$$

$$I_{3\text{кзКЗНН}} := 23.254$$

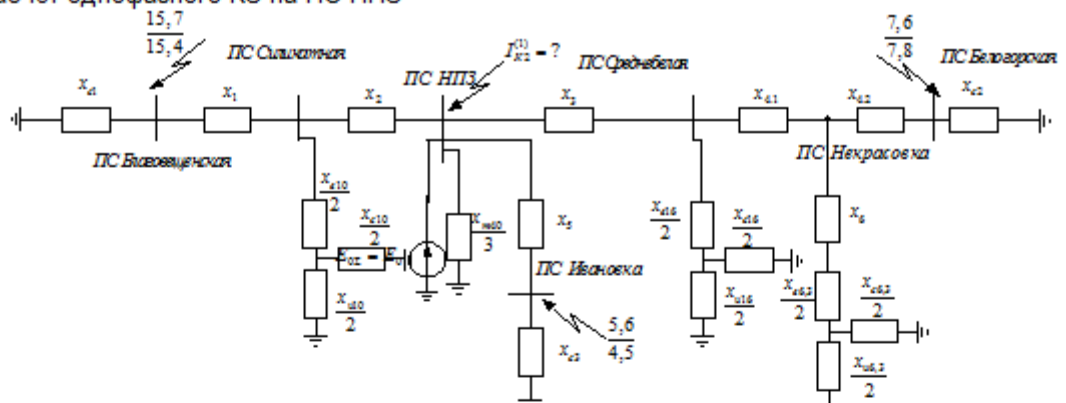
$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot I_{3\text{кзКЗНН}} \cdot 1.369 = 45.021$$

$$I_{2\text{кзКЗНН}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23.254 = 20.139$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

Расчет однофазного КЗ на ПС НПЗ



$$x_1 := 3 \cdot 0.427 \cdot 28.1 = 35.996 \text{ Ом}$$

$$x_2 := 3 \cdot 0.427 \cdot 23 = 29.463 \text{ Ом}$$

$$x_3 := 3 \cdot 0.427 \cdot 16 = 20.496 \text{ Ом}$$

$$x_{41} := 3 \cdot 0.427 \cdot 66 = 84.546 \text{ Ом}$$

$$x_{42} := 3 \cdot 0.427 \cdot 20.6 = 26.389 \text{ Ом}$$

$$x_5 := 3 \cdot 0.427 \cdot 35 = 44.835 \text{ Ом}$$

$$x_{c1} := \frac{1.2 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 15.7} = 5.075 \text{ Ом}$$

$$x_{c2} := \frac{1.2 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 7.6} = 10.483 \text{ Ом}$$

$$x_{c3} := \frac{1.2 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 5.6} = 14.228 \text{ Ом}$$

Примем на ПС Силикатная трансформаторы ТДТН-10000/110

$$x_{10В} := \frac{142.2}{2} = 71.1 \text{ Ом}$$

$$x_{10Н} := \frac{82.7}{2} = 41.35 \text{ Ом}$$

$$x_6 := 3.9$$

Примем на ПС Среднебелая трансформаторы ТДТН-16000/110

Примем на ПС НПЗ трансформаторы ТДН-40000/110

$$x_{16В} := \frac{88.9}{2} = 44.45 \text{ Ом}$$

$$x_{16Н} := \frac{52}{2} = 26 \text{ Ом}$$

$$x_T := \frac{34.716}{3} = 11.572 \text{ Ом}$$

Примем на ПС Некрасовка трансформаторы ТМТН-6300/110

$$x_{63В} := \frac{225.7}{2} = 112.85 \text{ Ом}$$

$$x_{63Н} := \frac{131.2}{2} = 65.6 \text{ Ом}$$

$$x_7 := x_{c1} + x_1 = 41.071 \text{ Ом}$$

$$x_8 := \frac{x_7 \cdot (x_{10В} + x_{10Н})}{x_7 + (x_{10В} + x_{10Н})} = 30.083 \text{ Ом}$$

$$x_9 := x_8 + x_2 = 59.546 \text{ Ом}$$

$$x_{10} := x_{c2} + x_{42} = 36.872 \text{ Ом}$$

$$x_{11} := \frac{x_{10} \cdot (x_6 + x_{63В} + x_{63Н})}{x_{10} + (x_6 + x_{63В} + x_{63Н})} = 30.67 \text{ Ом}$$

$$x_{12} := x_{11} + x_{41} = 115.216 \text{ Ом}$$

$$x_{13} := \frac{x_{12} \cdot (x_{16В} + x_{16Н})}{x_{12} + (x_{16В} + x_{16Н})} = 43.718 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

$$x_{14} := x_{13} + x_3 = 64.214 \quad \text{Ом}$$

$$x_{15} := x_{c3} + x_5 = 59.063 \quad \text{Ом}$$

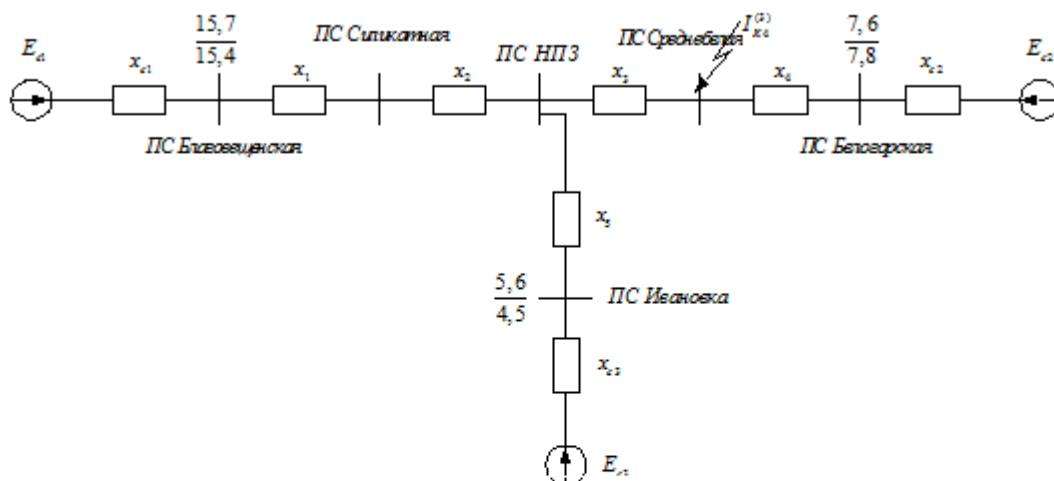
$$x_{16} := \frac{x_{14} \cdot \left(\frac{x_{15} \cdot x_T}{x_{15} + x_T} \right)}{x_{14} + \frac{x_{15} \cdot x_T}{x_{15} + x_T}} = 8.409 \quad \text{Ом} \quad +$$

$$x_{17} := \frac{x_{16} \cdot x_9}{x_{16} + x_9} = 7.368 \quad \text{Ом}$$

$$I_{1\text{кзНПЗ}} := \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot (x_{17} + 10.556 + 10.556)} = 6.994 \quad \text{кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Подробный расчет токов короткого замыкания

Расчет трехфазного КЗ на ВН ПС Среднебелая

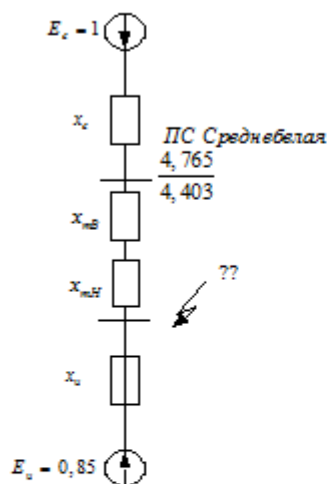


$$\begin{aligned}
 x_1 &:= 0.427 \cdot 28.1 = 11.999 \text{ Ом} & x_{c1} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15.7} = 4.229 \text{ Ом} \\
 x_2 &:= 0.427 \cdot 23 = 9.821 \text{ Ом} & x_{c2} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 7.6} = 8.736 \text{ Ом} \\
 x_3 &:= 0.427 \cdot 16 = 6.832 \text{ Ом} & x_{c3} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5.6} = 11.856 \text{ Ом} \\
 x_4 &:= 0.427 \cdot 86.6 = 36.978 \text{ Ом} \\
 x_5 &:= 0.427 \cdot 35 = 14.945 \text{ Ом} \\
 x_6 &:= x_{c1} + x_1 + x_2 = 26.049 \text{ Ом} \\
 x_7 &:= x_{c3} + x_5 = 26.801 \text{ Ом} \\
 x_8 &:= \frac{x_7 \cdot x_6}{x_7 + x_6} = 13.21 \text{ Ом} \\
 x_9 &:= x_8 + x_3 = 20.042 \text{ Ом} \\
 x_{10} &:= x_{c2} + x_4 = 45.714 \text{ Ом} \\
 x_{11} &:= \frac{x_{10} \cdot x_9}{x_{10} + x_9} = 13.933 \text{ Ом} \\
 I_{\text{кзСреднебелая}} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot x_{11}} = 4.765 \text{ кА} \\
 I_{2\text{кзСреднебелая}} &:= \frac{115}{\sqrt{3} \cdot x_{11}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4.127 \text{ кА} \\
 K_{\text{уд}} &:= 1.61 \\
 i_{\text{уд}} &:= \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзСреднебелая}} \cdot K_{\text{уд}} = 10.85 \text{ кА}
 \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

Расчет трехфазного КЗ на НН ПС Среднебелая



$$x_1 := 0.427 \cdot 28.1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.907$$

$$x_{c1} := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15.7 \cdot 115} = 0.32$$

$$x_T := \frac{10.5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2.625$$

$$x_2 := 0.427 \cdot 23 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.743$$

$$x_{c2} := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 7.6 \cdot 115} = 0.661$$

$$x_3 := 0.427 \cdot 16 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.517$$

$$x_{c3} := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 5.6 \cdot 115} = 0.897$$

$$x_4 := 0.427 \cdot 86.6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2.796$$

$$I_6 := \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02$$

$$x_5 := 0.427 \cdot 35 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1.13$$

$$x_6 := x_{c1} + x_1 + x_2 = 1.97$$

$$x_7 := x_{c3} + x_5 = 2.027$$

$$x_8 := \frac{x_7 \cdot x_6}{x_7 + x_6} = 0.999$$

$$x_9 := x_8 + x_3 = 1.515$$

$$x_{10} := x_{c2} + x_4 = 3.457$$

$$x_{11} := \frac{x_{10} \cdot x_9}{x_{10} + x_9} = 1.054$$

$$I_{3кзСреднебелая} := \frac{1}{1 \cdot x_{11}} \cdot 5.02 = 4.765$$

$$K_{уд} := 1.61$$

$$I_{2кзСреднебелая} := \frac{1}{1 \cdot x_{11}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5.02 = 4.126$$

$$i_{уд} := \sqrt{2} \cdot I_{3кзСреднебелая} \cdot K_{уд} = 10.849$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

$$x_{TB} := \frac{10.75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6.719 \quad x_{TH} := \frac{6.25}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 3.906$$

$$x_{12} := x_{11} + x_{TB} + x_{TH} = 11.679$$

$$I_{3кзНПЗВН} := \frac{1}{x_{12}} \cdot 5.02 = 0.43 \quad \text{высокое напряжение}$$

$$I_{3кзНПЗНН} := \frac{1}{x_{12}} \cdot 54.986 = 4.708 \quad \text{низкое напряжение} \quad \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986$$

$$S_H := 6$$

$$x_H := 0.35 \cdot \frac{1000}{S_H} = 58.333$$

$$I_{3кзПодпиткаНН} := \frac{0.85}{x_H} \cdot 54.986 = 0.801$$

$$I_{3кзНПЗНН} + I_{3кзПодпиткаНН} = 5.51$$

$$I_{3кзКЗНН} := 5.51$$

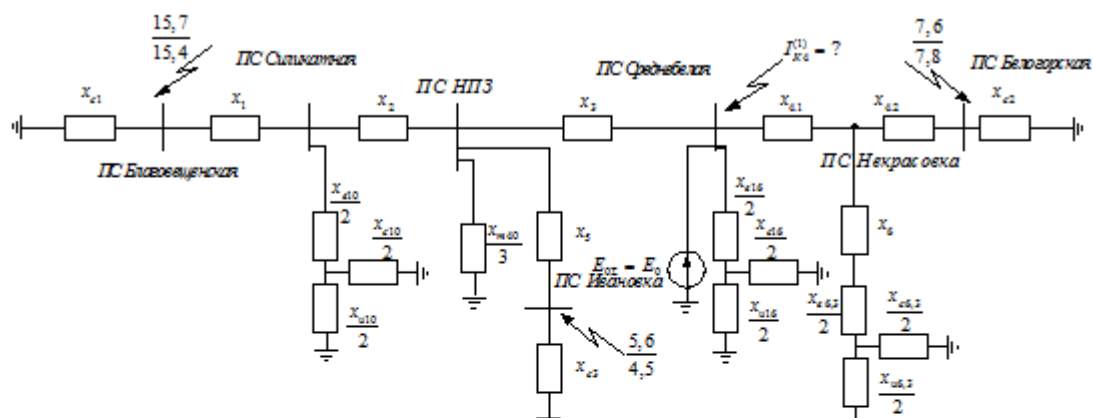
$$i_{\text{фаз}} := \sqrt{2} \cdot I_{3кзКЗНН} \cdot 1.369 = 10.668$$

$$I_{2кзКЗНН} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5.51 = 4.772$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

Расчет однофазного КЗ на ПС Среднебелая



$$\begin{aligned}
 x_1 &:= 3 \cdot 0.427 \cdot 28.1 = 35.996 \quad \text{Ом} & x_{c1} &:= \frac{1.2 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 15.7} = 5.075 \quad \text{Ом} & \text{Примем на ПС Силикатная} \\
 x_2 &:= 3 \cdot 0.427 \cdot 23 = 29.463 \quad \text{Ом} & & & \text{трансформаторы} \\
 x_3 &:= 3 \cdot 0.427 \cdot 16 = 20.496 \quad \text{Ом} & x_{c2} &:= \frac{1.2 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 7.6} = 10.483 \quad \text{Ом} & \text{ТДН-10000/110} \\
 x_{41} &:= 3 \cdot 0.427 \cdot 66 = 84.546 \quad \text{Ом} & & & x_{10В} &:= \frac{142.2}{2} = 71.1 \quad \text{Ом} \\
 x_{42} &:= 3 \cdot 0.427 \cdot 20.6 = 26.389 \quad \text{Ом} & x_{c3} &:= \frac{1.2 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 5.6} = 14.228 \quad \text{Ом} & x_{10Н} &:= \frac{82.7}{2} = 41.35 \quad \text{Ом} \\
 x_5 &:= 3 \cdot 0.427 \cdot 35 = 44.835 \quad \text{Ом} & x_6 &:= 3.9 \quad \text{Ом} & &
 \end{aligned}$$

Примем на ПС Среднебелая трансформаторы ТДН-16000/110

Примем на ПС НПЗ трансформаторы ТДН-40000/110

$$\begin{aligned}
 x_{16В} &:= \frac{88.9}{2} = 44.45 \quad \text{Ом} & x_T &:= \frac{34.716}{3} = 11.572 \quad \text{Ом} & \text{Примем на ПС Некрасовка} \\
 x_{16Н} &:= \frac{52}{2} = 26 \quad \text{Ом} & & & \text{трансформаторы} \\
 & & & & \text{ТМТН-6300/110} \\
 x_7 &:= x_{c1} + x_1 = 41.071 \quad \text{Ом} & x_{63В} &:= \frac{225.7}{2} = 112.85 \quad \text{Ом} \\
 x_8 &:= \frac{x_7 \cdot (x_{10В} + x_{10Н})}{x_7 + (x_{10В} + x_{10Н})} = 30.083 \quad \text{Ом} & x_{63Н} &:= \frac{131.2}{2} = 65.6 \quad \text{Ом} \\
 x_9 &:= x_8 + x_2 = 59.546 \quad \text{Ом} & & &
 \end{aligned}$$

$$x_{10} := \frac{x_9 \cdot \left[\frac{x_T \cdot (x_5 + x_{c3})}{x_T + (x_5 + x_{c3})} \right]}{x_9 + \frac{x_T \cdot (x_5 + x_{c3})}{x_T + (x_5 + x_{c3})}} = 8.324 \quad \text{Ом}$$

$$\begin{aligned}
 x_{11} &:= x_{10} + x_3 = 28.82 \quad \text{Ом} \\
 x_{12} &:= x_{c2} + x_{42} = 36.872 \quad \text{Ом}
 \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Подробный расчет токов короткого замыкания

$$x_{13} := \frac{x_{12} \cdot (x_6 + x_{63B} + x_{63H})}{x_{12} + (x_6 + x_{63B} + x_{63H})} = 30.67 \quad \text{Ом}$$

$$x_{14} := x_{13} + x_{41} = 115.216 \quad \text{Ом}$$

$$x_{15} := \frac{x_{14} \cdot (x_{16B} + x_{16H})}{x_{14} + (x_{16B} + x_{16H})} = 43.718 \quad \text{Ом}$$

$$x_{16} := \frac{x_{15} \cdot x_{11}}{x_{15} + x_{11}} = 17.369 \quad \text{Ом}$$

$$I_{\text{кзСинхронная}} := \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot (x_{16} + 13.933 + 13.933)} = 4.403 \quad \text{Ом}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Графическая часть

