

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики главной понизительной подстанции напряжением 110/10 кВ Амурского газохимического комплекса

Исполнитель

студент группы 842-об4

подпись, дата

В.В. Лисовский

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачёва

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Лисовского Вячеслава Витальевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование релейной защиты и автоматики главной понизительной подстанции напряжением 110/10 кВ Амурского газохимического комплекса

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 26.05.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: задание на разработку проектной документации по объекту «ПС 110/10 кВ ГПП-1» от ООО «Амурский ГХК»

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): выбор числа и мощности трансформаторов, конструкции и сечения питающих линий, главной схемы подстанции, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования, релейная защита и автоматика, защита подстанции от прямых ударов молнии

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): схема внешнего электроснабжения ООО «Амурский ГХК», схемы замещения и результаты расчетов токов короткого замыкания, однолинейная электрическая схема ПС 110/10 кВ ГПП-1, схема распределения устройств релейной защиты и автоматики по обмоткам ТТ и ТН, микропроцессорный терминал основных и резервных защит силового трансформатора, микропроцессорный терминал основных и резервных защит кабельной линии 110 кВ, микропроцессорные терминалы защиты ошиновки НН и АРКТ силового трансформатора

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

7. Дата выдачи задания: 04.02.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____ Ротачёва А.Г., доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 04.02.2022

_____ (подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 167 с., 33 рисунка, 34 таблицы, 188 формул, 5 приложений, 26 источников.

ГЛАВНАЯ ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, АМОРТИЗАЦИОННЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе были спроектированы устройства релейной защиты и автоматики для главной понизительной подстанции ГПП-1 напряжением 110/10 кВ Амурского газохимического комплекса.

Произведен выбор числа и мощности силовых трансформаторов, конструкции и сечения питающих линий, главной схемы подстанции. Также были посчитаны симметричные и несимметричные токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах, выбрано и проверено электротехническое оборудование, произведен расчет уставок релейной защиты, расчет защиты подстанции от прямых ударов молнии. Произведен расчет требуемых капиталовложений, издержек и срока окупаемости. Рассмотрен вопрос безопасности и экологичности проектируемой подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Общая характеристика объекта проектирования	9
1.1 Общие сведения о предприятии ООО «Амурский ГХК»	9
1.2 Климатическая характеристика района проектирования	10
1.3 Описание схемы внешнего электроснабжения предприятия	11
2 Выбор числа и мощности трансформаторов	14
3 Выбор конструкции и сечения питающих линий	16
4 Выбор главной схемы подстанции	18
5 Расчет токов короткого замыкания	20
5.1 Расчет трехфазного короткого замыкания	21
5.1.1 Расчет без учета токоограничивающего реактора	21
5.1.2 Расчет с учетом токоограничивающего реактора	27
5.2 Расчет двухфазного короткого замыкания	30
5.3 Расчет однофазного короткого замыкания	33
6 Выбор и проверка электротехнического оборудования	36
6.1 Выбор и проверка оборудования в ОРУ 110 кВ	36
6.1.1 Выбор и проверка разъединителей	36
6.1.2 Выбор и проверка трансформаторов тока	38
6.1.3 Выбор и проверка ОПН	41
6.1.4 Выбор и проверка токоведущих частей	44
6.2 Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ	46
6.2.1 Выбор и проверка выключателей	47
6.2.2 Выбор и проверка трансформаторов тока	49
6.2.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	51
6.2.4 Выбор и проверка ОПН	53
6.2.5 Выбор и проверка токоведущих частей	53
6.3 Выбор и проверка токоограничивающего реактора	55

6.4	Выбор и проверка ТСН	56
6.5	Выбор системы оперативного тока	58
6.6	Выбор аккумуляторной батареи	59
7	Релейная защита и автоматика	62
7.1	Выбор типа защит	62
7.2	Релейная защита и автоматика силового трансформатора	63
7.2.1	Продольная дифференциальная токовая защита	63
7.2.1.1	Принцип действия защиты	63
7.2.1.2	Методика расчета уставок защиты	66
7.2.1.3	Результаты расчета уставок защиты	69
7.2.2	Дифференциальная защита ошиновки НН	70
7.2.3	Газовая защита трансформатора	73
7.2.4	Максимальная токовая защита с пуском по напряжению	74
7.2.4.1	Расчет МТЗ НН с пуском по напряжению	74
7.2.4.2	Расчет МТЗ ВН с пуском по напряжению	76
7.2.5	Защита от перегрузки	78
7.2.6	Автоматическое регулирование коэффициента трансформации	79
7.3	Релейная защита кабельной линии 110 кВ	81
7.3.1	Дифференциальная защита линии	81
7.3.1.1	Принцип действия защиты	81
7.3.1.2	Расчет уставок защиты	83
7.3.2	Дистанционная защита линии	89
7.3.3	Токовая защита нулевой последовательности	92
7.3.4	Максимальная токовая отсечка	94
7.4	Релейная защита и автоматика присоединений 10 кВ	95
7.4.1	Максимальная токовая защита	96
7.4.2	Защита от однофазных замыканий на землю	101
7.4.3	Защита от дуговых замыканий	102
7.4.4	Автоматический ввод резерва	103

7.4.5 Логическая защита шин	106
7.4.6 Устройство резервирования выключателя	108
8 Защита подстанции от прямых ударов молнии	110
9 Технико-экономическое описание	115
9.1 Расчёт капиталовложений	115
9.2 Расчет эксплуатационных издержек	117
9.3 Срок окупаемости проекта	120
10 Безопасность и экологичность	122
10.1 Безопасность	122
10.2 Экологичность	126
10.3 Чрезвычайные ситуации	131
10.3.1 Действия персонала при возникновении пожара	131
10.3.2 Порядок организации тушения пожаров на оборудовании энергетических объектов под напряжением	133
10.3.3 Требования безопасности при выполнении работ по тушению пожара	134
Заключение	137
Библиографический список	138
Приложение А Эквивалентные преобразования схем замещения	141
Приложение Б Расчет токов КЗ в ПВК Mathcad 14.0	144
Приложение В Расчет уставок ДЗТ в ПВК Mathcad 14.0	161
Приложение Г Расчет уставок ДЗО НН в ПВК Mathcad 14.0	164
Приложение Д Схема управления выключателем ВВУ-СЭЩ-П-10	167

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АБ – аккумуляторная батарея;
- АГХК – Амурский газохимический комплекс;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГПП – главная понизительная подстанция;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ДЗЛ – дифференциальная защита линии;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ЗПУ – зарядно-подзарядное устройство;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПП – переключающий пункт;
- ПС – подстанция;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- СОПТ – система оперативного постоянного тока;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

На территории РФ вопрос повышения надежности системы электроснабжения городов и промышленных площадок занимает ключевую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития энергетики РФ. Своевременное развитие сетевой инфраструктуры создает предпосылки к развитию промышленного сектора на территории субъектов РФ, особенно это выражено при своевременной реализации технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых компаний.

В качестве темы для выпускной квалификационной работы была выбрана следующая: «Проектирование релейной защиты и автоматики главной понижающей подстанции напряжением 110/10 кВ Амурского газохимического комплекса».

Актуальность выбранной темы обусловлена необходимостью создания надежной электросетевой инфраструктуры для реализации технических условий на технологическое присоединение потребителей ООО «Амурский газохимический комплекс» к энергосистеме Амурской области.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование устройств РЗА для ПС 110/10 кВ ГПП-1 Амурского газохимического комплекса.

Для выполнения поставленной цели необходимо проработать следующие задачи:

- 1) Расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания;
- 2) Выбор и проверка электротехнического оборудования;
- 3) Выбор устройств релейной защиты и автоматики и расчет уставок;
- 4) Расчет защиты подстанции от прямых ударов молнии;
- 5) Расчет капитальных вложений, издержек и срока окупаемости;

Для выполнения поставленных задач использовались следующие программные комплексы: Microsoft Office Word 2010 г., Microsoft Office Visio 2016 г., ПВК Mathcad 14.0.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Общие сведения о предприятии ООО «Амурский ГХК»

Амурский газохимический комплекс (АГХК) – совместное предприятие СИБУРа и China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) по производству полиэтилена и полипропилена востребованных на российском и мировом рынках марок.

Строительная площадка АГХК располагается в 15 км от города Свободный в Амурской области и примыкает к территории Амурского газоперерабатывающего завода (АГПЗ). Географическое местоположение площадки АГХК представлено на рисунке 1.

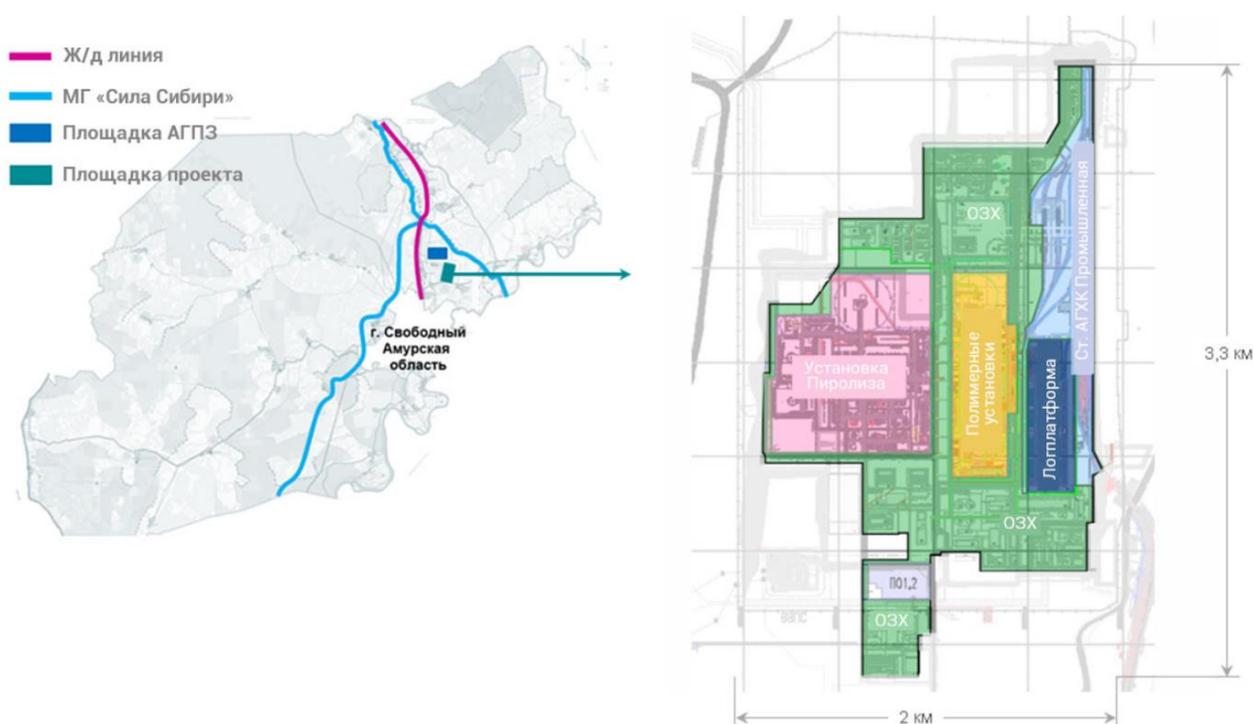


Рисунок 1 – Географическое местоположение площадки АГХК

Производственная мощность комплекса составит 2,7 млн тонн готовой продукции в год (полиэтилен - 2,3 млн тонн, полипропилен - 0,4 млн тонн). Строительство начато в августе 2020 года. Плановый срок ввода в эксплуатацию - 2024 год.

Обеспечение завода сырьем - этаном и сжиженными углеводородными газами, будет осуществляться АГПЗ. Схема взаимосвязи проектов АГПЗ и АГХК представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Схема взаимосвязи проектов АГПЗ и АГХК

1.2 Климатическая характеристика района проектирования

Свободненский район, как и вся территория Амурской области, находится в умеренном климатическом поясе [15]. Тип климата – муссонный. Зимой здесь господствуют континентальные воздушные массы умеренных широт, поэтому зима холодная, солнечная и малоснежная. Средняя температура января – 28°С, самая низкая температура –48°С. Лето облачное и прохладное, средняя температура июля +20°С, самая высокая температура +40°С. Расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки составляет -39°С. Среднегодовая температура воздуха -1,1°С.

Район по гололёду – III, нормативная стенка гололеда 20 мм. Большое количество осадков, выпадающих в виде ливней. Годовое количество осадков 500 мм. Это связано с притоком морского воздуха с Тихого океана и активной циклонической деятельностью. Среднегодовая продолжительность гроз 40 часов. Средняя высота снежного покрова 22 см, продолжительность залегания до 160 дней. Район расположен в зоне глубокого сезонного промерзания грунта до 4-6 м.

Район по ветровому давлению – III, нормативное ветровое давление 650 Па. Ветровой режим формируется под влиянием муссонной циркуляции атмосферы, поэтому в холодный период преобладают ветры северо-западные, в теп-

лый период юго-восточные. Среднегодовая скорость ветра равна 3 м/с, с максимумом в мае 4-5 м/с и минимумом в июле 2 м/с. Сильные ветры более 15 м/с наблюдаются наиболее часто в долине реки Селемджи.

Основная информация о климатических условиях района проектирования сведена в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Район по ветровому давлению	III
Нормативное ветровое давление, Па	650
Годовое количество осадков, мм	500
Наименьшая температура воздуха, °С	-48
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-39
Среднегодовая температура воздуха, °С	-1,1
Число грозových часов в год	40
Средняя высота снежного покрова, см	22
Преобладающее направление ветра	СЗ
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3
Относительная влажность воздуха, %	65-80

1.3 Описание схемы внешнего электроснабжения предприятия

В соответствии с техническими условиями, электроснабжение Амурского газохимического комплекса будет осуществляться от переключающего пункта ПП 500 кВ Химкомбинат [24]. Подключение ПП 500 кВ Химкомбинат выполняется в рассечку линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 с образованием ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат № 1, 2 и ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1, 2. Схема подключения представлена на рисунке 3.

Передача электроэнергии от ПП 500 кВ Химкомбинат к центральному распределительному пункту ПС 500/110 кВ АГХК осуществляется по четырем ЛЭП 500 кВ.

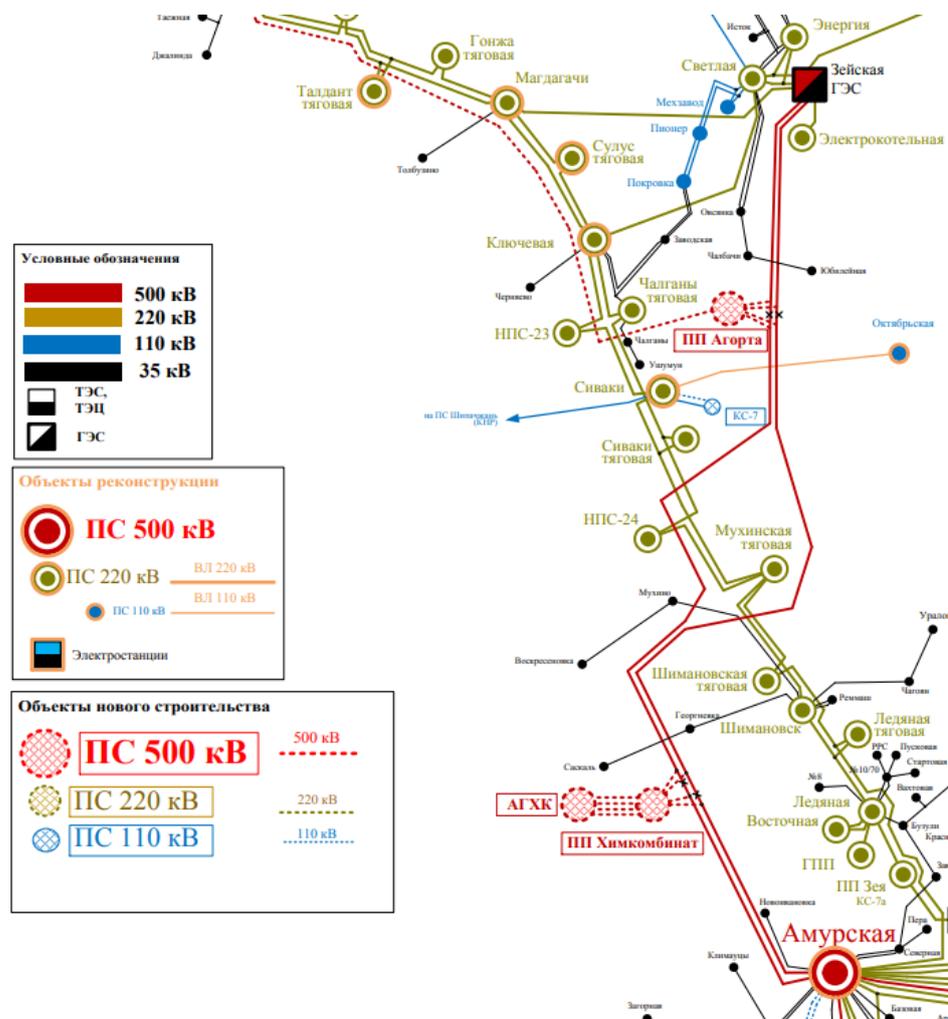


Рисунок 3 – Фрагмент карты-схемы развития электрических сетей Амурской области на 2021-2025 гг.

На ПС 500/110 кВ АГХК предусматривается установка четырех автотрансформаторов АДЦТН-250000/500/110, а также комплектного распределительного устройства 110 кВ с элегазовой изоляцией (КРУЭ-110 кВ). К КРУЭ-110 кВ с помощью кабельных линий подключаются две главные понизительные подстанции ГПП-1 и ГПП-2. Распределительные устройства 10 кВ технологических установок комплекса подключаются непосредственно к распределительным устройствам ГПП.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства ООО «Амурский ГХК» составляет 301 МВт.

К ГПП-1 будут подключены потребители 10 кВ объектов комплекса суммарной мощностью 146,73 МВА.

Характеристики элементов рассматриваемого участка электрической сети представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические данные элементов электрической сети

ЛЭП							
Наименование			Протяженность, км			Сечение	
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат № 1			345,6			3 х АС 330/43	
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат № 2			350,2			3 х АС 330/43	
ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1			10,8			3 х АС 330/43	
ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 2			11,0			3 х АС 330/43	
ВЛ 500 кВ Химкомбинат – АГХК I			3,2			3 х АС 330/43	
ВЛ 500 кВ Химкомбинат – АГХК II			3,2			3 х АС 330/43	
ВЛ 500 кВ Химкомбинат – АГХК III			3,0			3 х АС 330/43	
ВЛ 500 кВ Химкомбинат – АГХК IV			3,0			3 х АС 330/43	
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 1			3,2			-	
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 2			3,2			-	
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 3			3,2			-	
Нагрузка							
P _н , МВт		Q _н , Мвар			S _н , МВА		
143,77		29,34			146,73		
Внешняя система							
Наименование				Ток трехфазного КЗ I _{кз} ⁽³⁾ , кА			
С1 – ПС 500 кВ Амурская				10,0			
С2 – Зейская ГЭС				10,7			
Автотрансформаторы							
Тип	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Напряжение КЗ, %		
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
АТДЦТН-250000/500/110	250	500	121	38,5	13	33	18,5

2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции, в первую очередь определяется категорией потребителей по надежности электроснабжения [26].

При наличии потребителей первой категории их количество должно быть в соответствии с рекомендациями ПУЭ [9] не менее двух.

Для обеспечения надежного питания потребителей мощность трансформаторов на понижающих подстанциях выбирается таким образом, чтобы при аварийном отключении одного трансформатора оставшиеся в работе обеспечивали нормальное электроснабжение с допустимой перегрузкой в течение времени, необходимого для ремонта или замены аварийного трансформатора.

Амурский газохимический комплекс является потребителем 1 категории и относится к особо опасным предприятиям с непрерывным технологическим процессом, нарушение которого может привести к значительному ущербу и гибели людей.

Учитывая повышенные требования к надежному и бесперебойному электроснабжению технологических установок комплекса, принимается установка трех силовых трехфазных двухобмоточных трансформаторов.

Определим расчетную мощность силового трансформатора:

$$S_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{n_T \cdot K_3}; \quad (1)$$

$$S_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{143,77^2 + 29,34^2}}{3 \cdot 0,7} = 69,9 \text{ МВА};$$

С учетом перспективного увеличения мощности комплекса выбираем трансформаторы марки ТРДЦН-100000/110, характеристики которых представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики трансформатора ТРДЦН-100000/110

Тип	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Напряжение КЗ, %	
		ВН	НН	ВН-НН	НН1-НН2
ТРДЦН-100000/110	100	115	10,5-10,5	10,5	30

Трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения широко применяются на крупных ПС и в системах электроснабжения промышленных предприятий для ограничения токов КЗ при номинальной мощности трансформатора 25 МВА и выше.

Проверка выбранного трансформатора осуществляется в нормальном и послеаварийном режиме по фактическому коэффициенту загрузки и аварийной перегрузке:

$$K_3^{НОРМ} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{n_T \cdot S_{ТНОМ}}; \quad (2)$$

$$K_3^{НОРМ} = \frac{\sqrt{143,77^2 + 29,34^2}}{3 \cdot 100} = 0,49;$$

$$K_3^{П/А} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ТНОМ}}; \quad (3)$$

$$K_3^{П/А} = \frac{\sqrt{143,77^2 + 29,34^2}}{(3 - 1) \cdot 100} = 0,73;$$

Полученный коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме не превышает допустимый $K_3^{П/А} \leq 1,4$.

3 ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ И СЕЧЕНИЙ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Питающие линии ЛЭП 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 1, 2, 3 выполняются группами однофазных кабельных линий, способ прокладки – по кабельной эстакаде. Каждая группа кабелей связана в треугольник и проложена на полках, расположенных вертикально.

Выбор площади сечения кабельной линии осуществляется по расчетному максимальному току, а проверка производится по значениям послеаварийного тока.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{p.\max} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}; \quad (4)$$

где S_H – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей в линии.

$$I_{p.\max} = \frac{146730}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 3} = 257 \text{ A};$$

Значение послеаварийного тока в линии определяется по формуле:

$$I_{p.n/a} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n_{\text{ц}} - 1)}; \quad (5)$$

$$I_{p.n/a} = \frac{146730}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (3 - 1)} = 385 \text{ A};$$

Условие выбора сечения кабеля:

$$I_{p.n/a} \leq I_{\text{дл.дон}}; \quad (6)$$

где $I_{дл.доп}$ – ток, который может проходить по кабелю в течение длительного промежутка времени без последствий.

Выбираем кабель марки АПвВнг(А)-1х400/120-64/110 с изоляцией из сшитого полиэтилена, с сечением алюминиевой жилы 400 мм^2 , с медным экраном сечением 120 мм^2 , с наружной оболочкой из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности.

По справочным данным [17] длительно допустимый ток равен:

$$I_{дл.доп} = 694 \text{ А};$$

Проверяем выбранный кабель по формуле (6):

$$385 \leq 694 \text{ А};$$

Условие соблюдается, следовательно, сечение выбрано верно.

4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Выбор главной схемы электрических соединений подстанции следует производить с учетом следующих факторов [23]: типа проектируемой подстанции; числа и мощности устанавливаемых силовых трансформаторов; категории потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения; уровней напряжения; количества питающих линий и отходящих присоединений; значение токов короткого замыкания, экономичности принимаемых вариантов; гибкости и удобства в эксплуатации и др.

При небольшом количестве присоединений на стороне 35-220 кВ применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей уменьшено.

Блочные схемы применяются на стороне ВН тупиковых, в основном потребительских ПС или ответвительных ПС до 500 кВ включительно. Это упрощенные, экономичные схемы ПС, территориально недалеко расположенных от питающих ПС или проходящих ВЛ.

Проектируемая подстанция является тупиковой с короткими питающими линиями без ответвлений, поэтому для РУ ВН выбираем схему № 110-1 «Блок (линия-трансформатор) с разъединителем», которая представлена на рисунке 4.

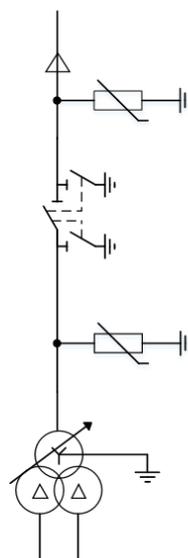


Рисунок 4 – Схема № 110-1 «Блок (линия-трансформатор) с разъединителем»

На напряжении 10(6) кВ широко применяются схемы с одной, двумя или четырьмя секционированными системами сборных шин.

На проектируемой ПС для РУ НН выбираем схему №10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин», которая представлена на рисунке 5. Секционирование систем шин производится по количеству трансформаторов.

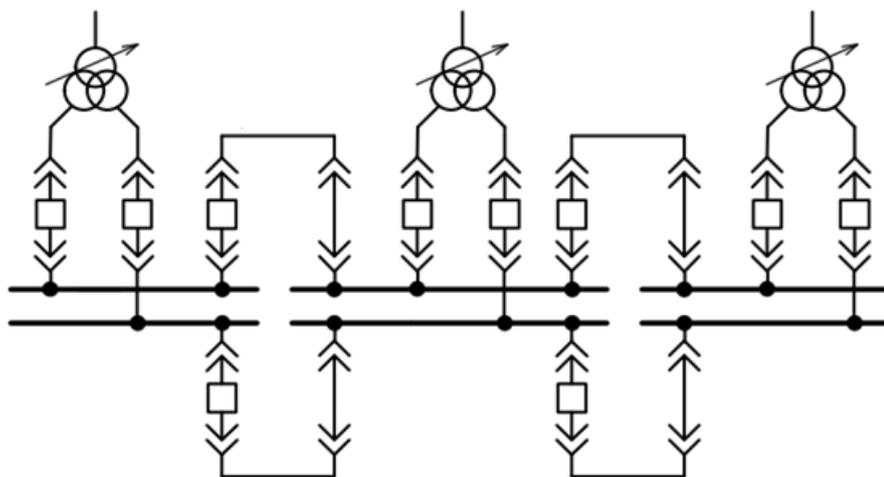


Рисунок 5 – Схема №10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин»

Достоинствами схемы являются гибкость и надежность. К недостаткам ее следует отнести большое количество выключателей, сложную конструкцию распределительного устройства, высокие капитальные затраты.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Токи короткого замыкания определяются в характерных точках с целью выбора оборудования и расчета уставок релейной защиты.

Расчетными точками короткого замыкания принимаются шины РУ 10 кВ и РУ 110 кВ проектируемой подстанции ГПП-1, а также шины РУ 110 кВ ПС АГХК. Расчетные виды КЗ: трехфазное, двухфазное и однофазное. Расчет производится в относительных единицах приближенным способом.

Для определения уставок устройств РЗА необходимо выполнить расчет токов КЗ в двух рабочих режимах сети: максимальном и минимальном.

В качестве минимального режима принимается нормальный режим (все оборудование включено в работу), а в качестве максимального режима принимается утяжеленный режим (отключение одного из трансформаторов и включение секционных выключателей).

Расчетная схема участка электрической сети представлена на рисунке 6.

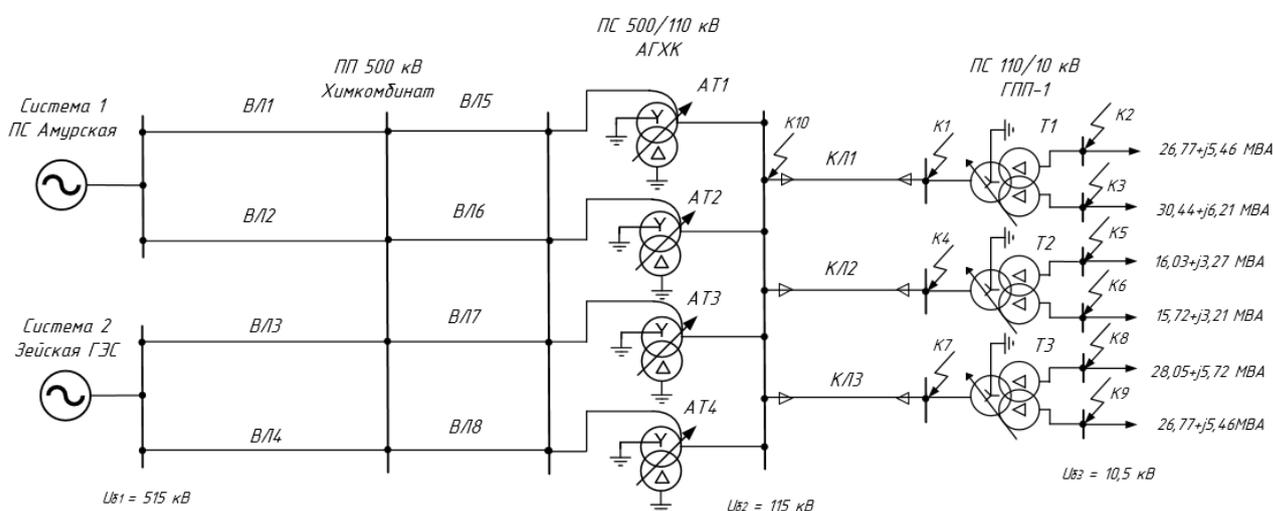


Рисунок 6 – Расчетная схема участка электрической сети

Основные допущения, принятые при расчете токов КЗ [7]:

1) не учитываются активные сопротивления элементов схем отдельных последовательностей, за исключением линий электропередач, для которых отношение активных и реактивных сопротивлений $\geq 0,3$;

- 2) не учитываются поперечные емкости линий электропередач напряжением 110-220 кВ длиной 200-250 км и ЛЭП 330-750 кВ длиной до 150 км;
- 3) принимается равенство сопротивлений элементов электрической сети в схемах прямой и обратной последовательностей;
- 4) не учитывается ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- 5) Нагрузка на шинах 10 кВ, точный состав и параметры которой неизвестны, учитывается как обобщенная нагрузка.

5.1 Расчет трехфазного короткого замыкания

5.1.1 Расчет без учета токоограничивающего реактора

Расчеты токов КЗ выполняются без учета активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, входящих в схему замещения, а также фазовых сдвигов между векторами ЭДС источников, поэтому для составления схем замещения необходимо определить лишь индуктивные сопротивления всех элементов сети и ЭДС источников, подпитывающих точку КЗ.

Схема замещения для прямой последовательности представлена на рисунке 7.

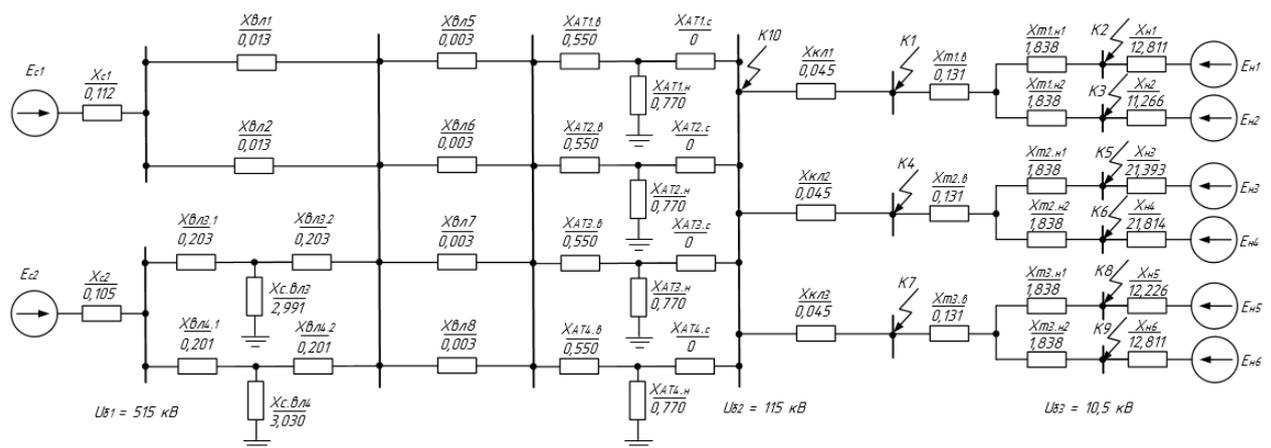


Рисунок 7 – Схема замещения прямой последовательности

Задаемся базисной мощностью:

$$S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВА.}$$

Для каждой ступени напряжения принимаем базисное напряжение согласно шкале средних номинальных напряжений:

$$U_{\sigma 1} = 515 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 2} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 3} = 10,5 \text{ кВ};$$

Для каждой ступени определяем базисный ток по формуле:

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma i}}; \quad (7)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,121 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,020 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА};$$

Далее определяем ЭДС и сопротивления элементов схемы замещения в относительных единицах при базисных условиях.

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}} \cdot U_{\sigma 1}}; \quad (8)$$

ЭДС системы принимается равной единице:

$$E_C = 1 \text{ о.е.}$$

Сопротивление ВЛ находится по формуле:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{0.\text{ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}; \quad (9)$$

Длина линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат № 1, 2 превышает 150 км, поэтому для них необходимо дополнительно рассчитать поперечное емкостное сопротивление, которое определяется по формуле:

$$X_{C.ВЛ} = \frac{1}{b_{0.ВЛ} \cdot L_{ВЛ}} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}; \quad (10)$$

Значения напряжений КЗ между обмотками автотрансформатора определяются по формулам:

$$U_{кв,\%} = 0,5 \cdot (U_{к,в-с} + U_{к,в-н} - U_{к,с-н}); \quad (11)$$

$$U_{кс,\%} = 0,5 \cdot (U_{к,в-с} + U_{к,с-н} - U_{к,в-н}); \quad (12)$$

$$U_{кн,\%} = 0,5 \cdot (U_{к,в-н} + U_{к,с-н} - U_{к,в-с}); \quad (13)$$

Сопротивления обмоток автотрансформатора определяются по формулам:

$$X_{T1в} = \frac{U_{кв,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ТНОМ}}; \quad (14)$$

$$X_{T1с} = \frac{U_{кс,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ТНОМ}}; \quad (15)$$

$$X_{T1н} = \frac{U_{кн,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ТНОМ}}; \quad (16)$$

Сопротивление КЛ находится по формуле:

$$X_{KL} = \sqrt{x_{0.KL}^2 + r_{0.KL}^2} \cdot L_{KL} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}; \quad (17)$$

Сопротивление обмоток силового трансформатора с расщепленной обмоткой НН определяется по формулам:

$$X_{T.в} = 0,125 \cdot \frac{U_{K,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{Tном}}; \quad (18)$$

$$X_{T.н1} = X_{T.н2} = 1,75 \cdot \frac{U_{K,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{Tном}}; \quad (19)$$

Нагрузки в схему замещения для сверхпереходного режима входят как источники с параметрами $E''_{H*} = 0,85$ о.е.; $X''_{H*} = 0,35$ о.е. Приведение сопротивления нагрузки к базисным условиям выполняется по формуле:

$$X_H = X''_{H*} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H}; \quad (20)$$

Для вычисления токов КЗ нужно привести заданную схему электрической сети к простейшему виду, т.е. провести ее эквивалентное преобразование относительно точки КЗ. При преобразованиях используются основные приемы эквивалентных преобразований, известные из теории линейных цепей.

Эквивалентные преобразования схемы замещения в минимальном и максимальном режимах для точек К1 и К2 представлены в приложении А. Преобразования для остальных точек КЗ аналогичны.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ определяются по формуле:

$$I_{Пoi} = \frac{E_i}{X_i} \cdot I_{\bar{\sigma}i}; \quad (21)$$

Ударный ток в месте КЗ определяется по формуле:

$$i_{yDi} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{Пoi}} \cdot K_{yD.i} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{Пoi}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}}\right); \quad (22)$$

Значение ударного коэффициента и постоянной времени затухания апериодической составляющей согласно [25] берется из таблицы 4.

Таблица 4 – Значение ударного коэффициента K_{yD} и постоянной времени T_a для характерных ветвей схемы

Элементы или части энергосистемы	T_a , с	K_{yD}
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ:		
35	0,02	1,608
110–150	0,02–0,03	1,608–1,717
220–330	0,03–0,04	1,717–1,78
500–750	0,06–0,08	1,85–1,895
Система, связанная со сборными шинами 6–10 кВ, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью, МВА:		
5,6–32	0,06–0,05	1,85–1,935
32–80	0,05–0,1	1,82–1,904
80 и выше	0,02–0,05	1,6–1,82

Действующее значение апериодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте замыкания определяется по формуле:

$$i_{aoi} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{Пoi}}; \quad (23)$$

Далее в качестве примера произведем расчет для точки К1 в минимальном режиме.

Упрощенная схема замещения прямой последовательности для точки К1 в минимальном режиме представлена на рисунке 8.

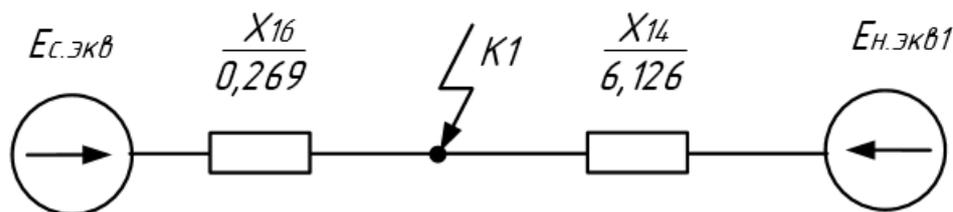


Рисунок 8 – Упрощенная схема замещения прямой последовательности для точки К1 в минимальном режиме

Определяем действующее значение периодической составляющей тока КЗ отдельно для каждой ветви, используя формулу (21):

$$I_{по.с} = \frac{1}{0,269} \cdot 5,02 = 18,68 \text{ кА};$$

$$I_{по.н} = \frac{0,85}{6,126} \cdot 5,02 = 0,697 \text{ кА};$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{по.К1} = 18,68 + 0,697 = 19,377 \text{ кА};$$

Ударный ток определяем, используя формулу (22):

$$i_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot (18,68 \cdot 1,717 + 0,697 \cdot 1,6) = 46,930 \text{ кА};$$

Определяем действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ, используя формулу (23):

$$i_{ao.К1} = \sqrt{2} \cdot (18,68 + 0,697) = 27,403 \text{ кА};$$

Расчет токов для остальных точек КЗ был выполнен в ПВК Mathcad 14.0 и представлен в приложении Б, результаты расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов токов трехфазного КЗ без учёта токоограничивающего реактора

Точка КЗ	Минимальный режим			Максимальный режим		
	$I_{\text{ПО}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$i_{\text{аО}}$, кА	$I_{\text{ПО}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$i_{\text{аО}}$, кА
К1	19,377	46,930	27,403	19,550	47,323	27,648
К2	28,223	67,945	39,913	30,408	72,908	43,003
К3	28,723	69,081	40,621	30,866	73,949	43,651
К4	19,071	46,234	26,970	19,550	47,323	27,648
К5	26,759	64,619	37,843	30,408	72,908	43,003
К6	26,717	64,524	37,784	30,866	73,949	43,651
К7	19,348	46,865	27,363	19,532	47,282	27,622
К8	28,397	68,341	40,160	30,582	73,305	43,250
К9	28,223	67,945	39,913	30,365	72,813	42,943
К10	23,147	56,082	32,734	23,317	56,469	32,975

5.1.2 Расчет с учетом токоограничивающего реактора

Значение токов КЗ влияет на стоимость аппаратуры, устанавливаемой в РУ. В сетях 6–10 кВ токи КЗ особенно влияют на термическую устойчивость кабелей, поэтому необходимо предусматривать меры по ограничению токов КЗ до значения, позволяющей применить экономически выгодные аппараты и сечения токоведущих частей, повысить при этом надежность электроснабжения.

Одним из основных мероприятий по ограничению токов КЗ является использование токоограничивающих реакторов на отходящих присоединениях или в цепи трансформаторов подстанции.

В данной работе предусматривается установка токоограничивающих реакторов 10 кВ с индуктивным сопротивлением 0,1 Ом на площадке ОРУ 110 кВ между трансформаторами и зданием ЗРУ 10 кВ. При этом расчетная схема участка электрической сети примет вид, представленный на рисунке 9.

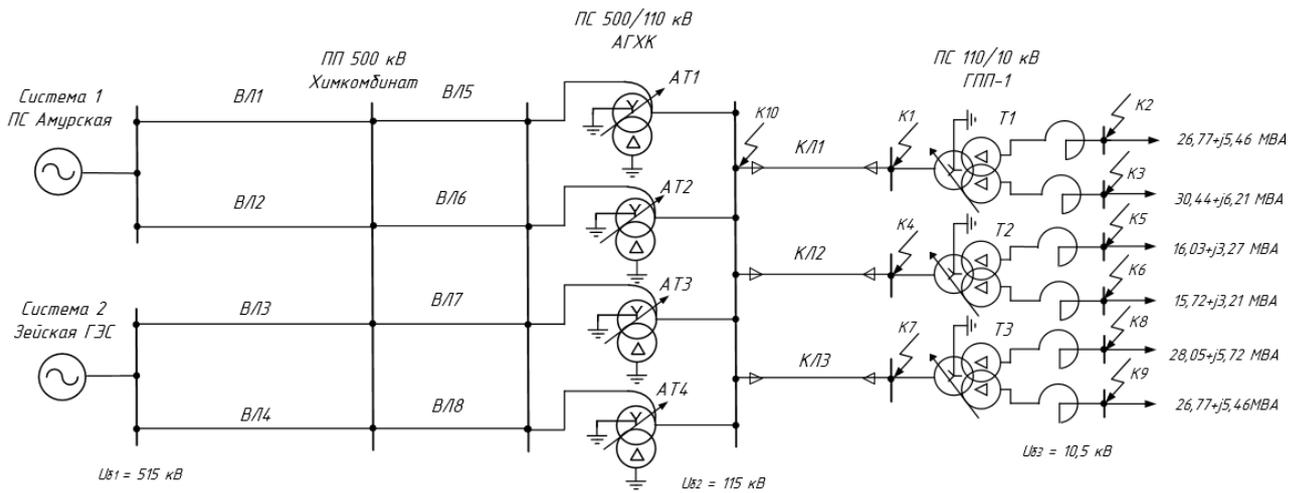


Рисунок 9 – Расчетная схема участка электрической сети с учетом токоограничивающих реакторов

Сопротивление реактора находится по формуле:

$$X_p = x_{p.ном} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}; \quad (24)$$

$$X_p = 0,1 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,907 \text{ о.е.}$$

Схема замещения для прямой последовательности с учетом токоограничивающих реакторов представлена на рисунке 10.

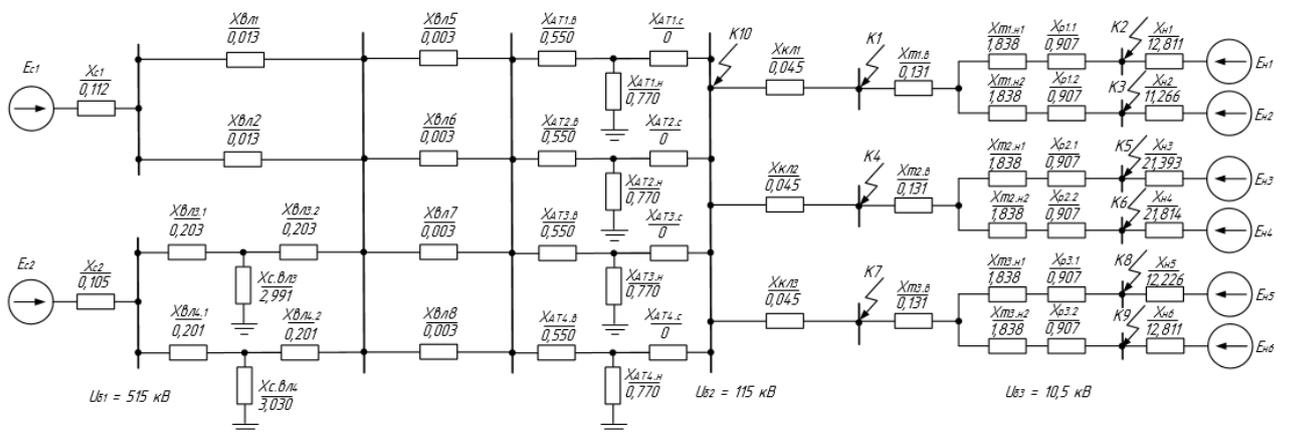


Рисунок 10 – Схема замещения прямой последовательности с учетом токоограничивающих реакторов

Эквивалентные преобразования схемы замещения аналогичны представленным ранее, упрощенная схема замещения прямой последовательности для точки К2 в минимальном режиме представлена на рисунке 11.

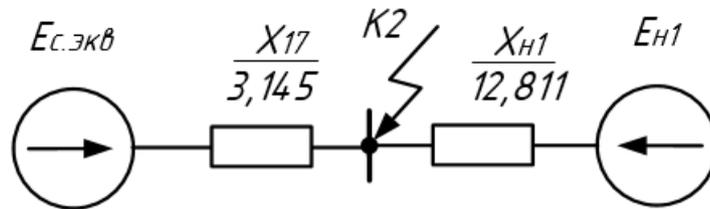


Рисунок 11 – Упрощенная схема замещения прямой последовательности с учетом токоограничивающих реакторов для точки К2 в минимальном режиме

Далее в качестве примера произведем расчет для точки К2 в минимальном режиме, аналогично выше приведенным расчетам.

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ в ветвях:

$$I_{по.с} = \frac{1}{3,145} \cdot 54,986 = 17,486 \text{ кА};$$

$$I_{по.н} = \frac{0,85}{12,811} \cdot 54,986 = 3,648 \text{ кА};$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К2:

$$I_{по.к2} = 17,486 + 3,648 = 21,134 \text{ кА};$$

Ударный ток:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot (17,486 \cdot 1,717 + 3,648 \cdot 1,6) = 50,737 \text{ кА};$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{ао.к2} = \sqrt{2} \cdot (17,486 + 3,648) = 29,889 \text{ кА};$$

Расчет токов для остальных точек КЗ был выполнен в ПВК Mathcad 14.0 и представлен в приложении Б, результаты расчетов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов токов трехфазного КЗ с учётом токоограничивающего реактора

Точка КЗ	Минимальный режим			Максимальный режим		
	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$i_{ао}, \text{кА}$	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$i_{ао}, \text{кА}$
К1	19,249	46,639	27,222	19,476	47,156	27,544
К2	21,134	50,737	29,889	23,319	55,701	32,978
К3	21,635	51,874	30,596	23,777	56,742	33,626
К4	19,027	46,135	26,908	19,476	47,156	27,544
К5	19,671	47,412	27,819	23,319	55,701	32,978
К6	19,629	47,316	27,759	23,777	56,742	33,626
К7	19,230	46,596	27,196	19,461	47,121	27,522
К8	21,309	51,134	30,135	23,494	56,097	33,225
К9	21,134	50,737	29,889	23,277	55,605	32,919
К10	23,147	56,082	32,734	23,317	56,469	32,975

5.2 Расчет двухфазного короткого замыкания

Схема замещения обратной последовательности, представленная на рисунке 12, по структуре аналогична схеме прямой последовательности, но не содержит э.д.с.

Так как значения индуктивных сопротивлений обратной и прямой последовательностей имеют одинаковые значения, то и все преобразования схем будут аналогичны.

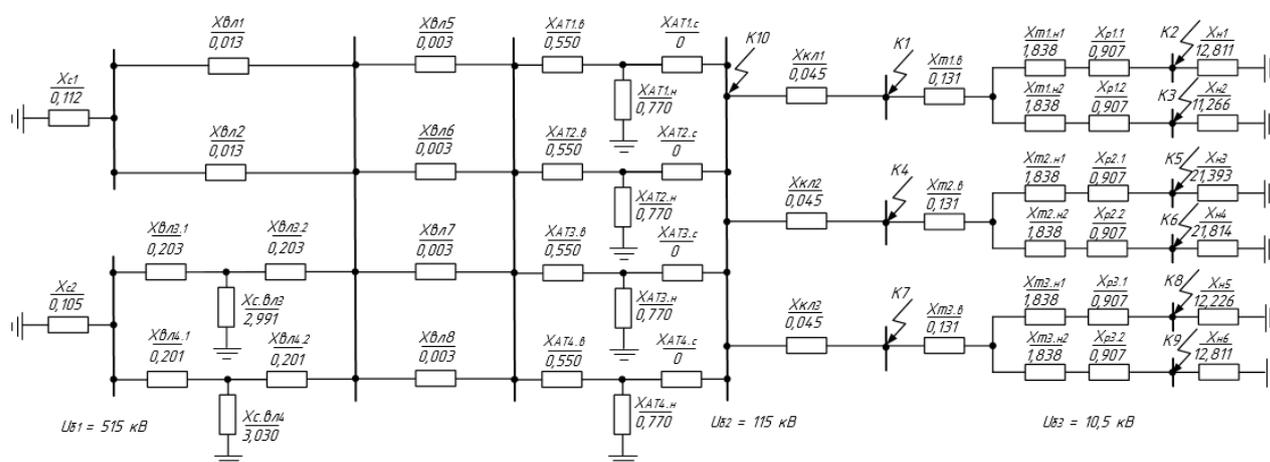


Рисунок 12 – Схема замещения обратной последовательности

Если параметры всех фаз исходной расчетной схемы одинаковы, а причиной нарушения симметрии является короткое замыкание в одном или двух местах, то для расчета токов при несимметричных КЗ следует применять метод симметричных составляющих. Этот метод позволяет использовать эквивалентные схемы замещения различных последовательностей в однолинейном изображении и вести расчеты для одной фазы. При условии, что результирующее индуктивное сопротивление значительно превышает результирующее активное сопротивление, ток прямой последовательности особой фазы следует определять по формуле:

$$I_{\kappa 1}^{(n)} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{(X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)})} \cdot I_{\sigma}; \quad (25)$$

где (n) – вид несимметричного КЗ;

$E_{\text{ЭКВ}}$ – результирующая эквивалентная ЭДС всех источников энергии;

$X_{1\Sigma}$ – результирующее эквивалентное индуктивное сопротивление схемы замещения прямой последовательности;

$\Delta X^{(n)}$ – дополнительное индуктивное сопротивление, определяемое видом несимметричного КЗ.

Результирующая эквивалентная ЭДС определяется по формуле:

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{\sum_{k=1}^n E_k X_k}{\sum_{k=1}^n \frac{1}{X_k}}; \quad (26)$$

Дополнительное индуктивное сопротивление для двухфазного КЗ равняется результирующему эквивалентному индуктивному сопротивлению схемы замещения обратной последовательности:

$$\Delta X^{(2)} = X_{2\Sigma};$$

Полный (суммарный) ток поврежденной фазы в месте несимметричного КЗ определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{\kappa 1}^{(n)}; \quad (27)$$

где $m^{(n)}$ – коэффициент, показывающий во сколько раз полный ток поврежденной фазы при n-м виде несимметричного КЗ в расчетной точке КЗ превышает ток прямой последовательности при этом же виде КЗ и в той же точке.

Для двухфазного КЗ коэффициент пропорциональности равен:

$$m^{(2)} = \sqrt{3};$$

Далее в качестве примера произведем расчет двухфазного КЗ для точки К1 в минимальном режиме.

Упрощенная схема замещения обратной последовательности для точки К1 в минимальном режиме представлена на рисунке 13.

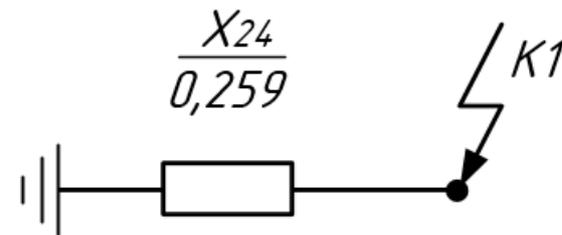


Рисунок 13 – Упрощенная схема замещения обратной последовательности для точки К1 в минимальном режиме

Определяем эквивалентную ЭДС, используя формулу (26):

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{1 \cdot 7,502 + 0,85 \cdot 0,269}{\frac{1}{7,502} + \frac{1}{0,269}} = 0,995 \text{ о.е.}$$

Ток прямой последовательности особой фазы по формуле (25):

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{0,995}{(0,259 + 0,259)} \cdot 5,02 = 9,625 \text{ кА};$$

Полный ток двухфазного КЗ определяем по формуле (27):

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 9,625 = 16,670 \text{ кА};$$

Расчет токов для остальных точек КЗ представлен в приложении Б.

5.3 Расчет однофазного короткого замыкания

Схема замещения нулевой последовательности обычно существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы.

Схема замещения нулевой последовательности изображена на рисунке 14.

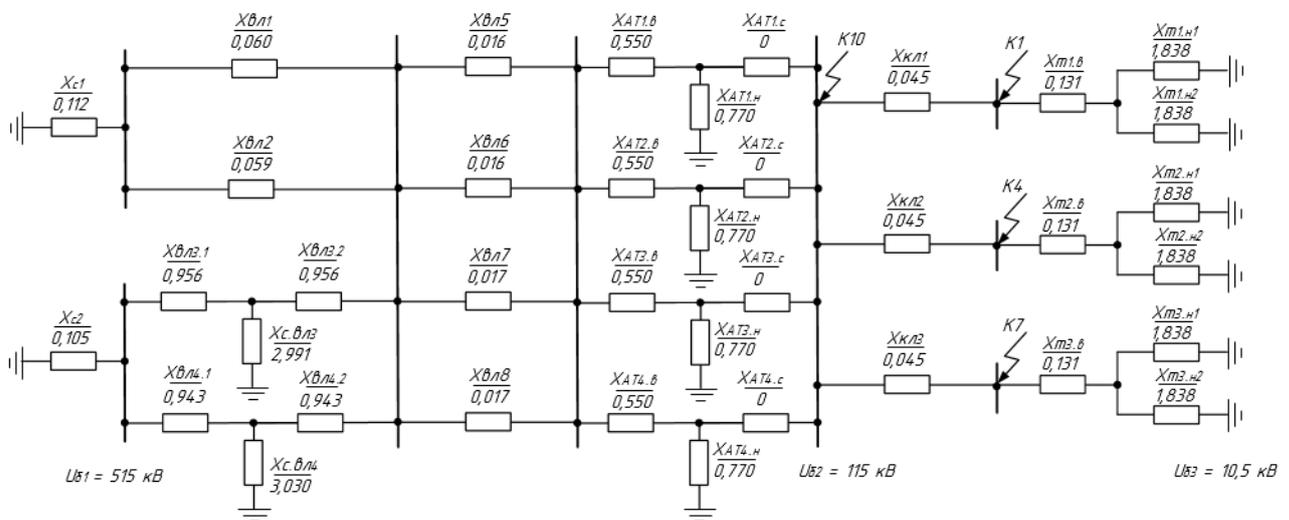


Рисунок 14 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивление нулевой последовательности в общем случае значительно отличается от сопротивлений прямой и обратной последовательностей, т.к. система токов нулевой последовательности резко отличается от систем тока двух других последовательностей.

При приближенных расчетах токов несимметричных КЗ допускается использовать данные о средних значениях отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей ВЛ, для двухцепной ВЛ со стальными тросами оно равняется:

$$X_{0ВЛ} = 4,7 X_{1ВЛ}; \quad (28)$$

Сопротивление нулевой последовательности для одножильных КЛ:

$$X_{0КЛ} = (0,8 \div 1,0) X_{1КЛ}; \quad (29)$$

Сопротивление остальных элементов схемы замещения не изменяется.

Эквивалентные преобразования схемы замещения нулевой последовательности представлены в приложении А.

Далее в качестве примера произведем расчет однофазного КЗ для точки К1 в минимальном режиме.

Упрощенная схема замещения нулевой последовательности для точки К1 представлена на рисунке 15. Преобразования для остальных точек аналогичны.

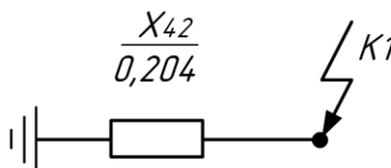


Рисунок 15 – Упрощенная схема замещения нулевой последовательности для точки К1

Для расчета тока однофазного КЗ будем использовать метод симметричных составляющих.

Дополнительное индуктивное сопротивление для однофазного КЗ:

$$\Delta X^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma};$$

Коэффициент пропорциональности для однофазного КЗ:

$$m^{(1)} = 3;$$

Определяем ток прямой последовательности особой фазы, используя формулу (25):

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{0,995}{(0,259 + 0,259 + 0,204)} \cdot 5,02 = 6,904 \text{ кА};$$

Полный ток однофазного КЗ определяем по формуле (27):

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot 6,904 = 20,713 \text{ кА};$$

Подробный расчет однофазного тока КЗ представлен в приложении Б, результаты расчетов токов КЗ в сведены таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов ТКЗ с учетом токоограничивающего реактора

Точка КЗ	Минимальный режим					Максимальный режим				
	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$i_{аО}$, кА	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$i_{аО}$, кА
К1	19,249	16,670	20,713	46,639	27,222	19,476	16,867	20,876	47,156	27,544
К2	21,134	18,303	-	50,737	29,889	23,319	20,195	-	55,701	32,978
К3	21,635	18,736	-	51,874	30,596	23,777	20,592	-	56,742	33,626
К4	19,027	16,478	20,552	46,135	26,908	19,476	16,867	20,876	47,156	27,544
К5	19,671	17,035	-	47,412	27,819	23,319	20,195	-	55,701	32,978
К6	19,629	16,999	-	47,316	27,759	23,777	20,592	-	56,742	33,626
К7	19,230	16,654	20,699	46,596	27,196	19,461	16,854	20,865	47,121	27,522
К8	21,309	18,454	-	51,134	30,135	23,494	20,346	-	56,097	33,225
К9	21,134	18,303	-	50,737	29,889	23,277	20,158	-	55,605	32,919
К10	23,147	20,046	24,690	56,082	32,734	23,317	20,193	24,810	56,469	32,975

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания.

Для выбора электрических аппаратов необходимо рассчитать максимальные рабочие токи по следующей формуле:

$$I_{\max.i} = \frac{S_{H.i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}.i}}; \quad (30)$$

Максимальный рабочий ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\max\text{ВН}} = \frac{146,73 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 673 \text{ А};$$

Максимальный рабочий ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\max\text{НН}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot 146,73 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3702 \text{ А};$$

6.1 Выбор и проверка оборудования в ОРУ 110 кВ

6.1.1 Выбор и проверка разъединителей

Для установки на ОРУ 110 кВ выбираем трехполюсный горизонтально-поворотный разъединитель с двумя заземляющими ножами марки РГП-СЭЩ-з2-III-110/1250 УХЛ1.

Проверку разъединителей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по термической и электродинамической устойчивости.

Проверку по напряжению производят по следующему условию:

$$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (31)$$

110 ≤ 110 кВ.

Проверку по длительному току производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (32)$$

673 ≤ 1250 А.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq I_{Д.С.}; \quad (33)$$

47,156 ≤ 80 кА.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (34)$$

$$B_K = 19,476^2 \cdot (0,065 + 0,02) = 32,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Номинальный тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{K.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}; \quad (35)$$

Для главных ножей:

$$B_{K.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Для заземляющих ножей:

$$B_{K.ном} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверка по термической устойчивости:

$$B_K \leq B_{K.ном}; \quad (36)$$

Для главных ножей

$$32,35 \leq 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Для заземляющих ножей:

$$32,35 \leq 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных РГП-СЭЩ-з2-III-110/1250 УХЛ1 представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Сравнение данных разъединителя РГП-СЭЩ-з2-III-110/1250 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 673 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{д.с.}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 47,156 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{д.с.}}$
Главные ножи		
$B_{\text{к.ном}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 32,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{к.ном}} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 32,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.1.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Для установки на ОРУ 110 кВ выбираем встроенный трансформатор тока ТВТ110-І-1000/5 УХЛ1, который размещается на вводах внутри оболочек силового трансформатора.

Трансформаторы тока выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки, конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Вторичная нагрузка ТТ на стороне 110 кВ представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Приборы, подключаемые к ТВТ110-I-1000/5 УХЛ1

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		А	В	С
Амперметр	ЦА 2101	10	0	0
Итого		10	0	0

Наиболее нагруженной является фаза А, потребляемая приборами мощность составляет 10 ВА.

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ:

$$\Sigma Z_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (37)$$

$$\Sigma Z_{\text{ПРИБ}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным:

$$Z_K = 0,1 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{ДОП}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (38)$$

$$Z_{2\text{ДОП}} = \frac{40}{5^2} = 1,6 \text{ Ом}.$$

Приближенное сопротивление провода будет равно:

$$Z'_{\text{ПР}} = Z_{2\text{ДОП}} - \Sigma Z_{\text{ПРИБ}} - Z_K; \quad (39)$$

$$Z'_{\text{ПР}} = 1,6 - 0,4 - 0,1 = 1,1 \text{ Ом}.$$

Определяем минимальное сечение провода:

$$S_{\min} = \frac{l}{\gamma \cdot Z'_{\text{ПР}}}; \quad (40)$$

где l – длина соединительных проводов;

Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Длина соединительных проводов

Наименование присоединения	Длина соединительных проводов, м
Линии 6-10 кВ	4-6
РУ 110 кВ	75-100

Таким образом, минимальное сечение провода равно:

$$S_{\min} = \frac{75}{32 \cdot 1,1} = 2,131 \text{ мм}^2;$$

Выбираем кабель марки АКРНГ с жилами сечением 4 мм^2 .

Определим сопротивление провода:

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{l}{\gamma \cdot S_{\text{пр}}}; \quad (41)$$

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{75}{32 \cdot 4} = 0,586 \text{ Ом}.$$

Определяем полное сопротивление вторичной цепи ТТ:

$$Z_{2_{\text{расч}}} = \Sigma Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}; \quad (42)$$

$$Z_{2_{\text{расч}}} = 0,4 + 0,586 + 0,1 = 1,086 \text{ Ом}.$$

Произведем расчет термической стойкости ТТ:

$$I_T = 50 \text{ кА};$$

$$t_T = 3 \text{ с};$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для ТВТ110-I-1000/5 УХЛ1 представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнение данных трансформатора тока ТВТ110-I-1000/5 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{1НОМ} = 1000 \text{ А}$ $I_{2НОМ} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,5	$I_{\max} = 673 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{2\text{доп}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} = 1,086 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} \leq Z_{2\text{доп}}$
$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_y = 47,156 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$В_K = 32,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$В_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.1.3 Выбор и проверка ОПН

На стороне 110 кВ выбираем ограничитель перенапряжения нелинейный типа ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО».

К основным параметрам ОПН относятся [14]: наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, номинальное напряжение, номинальный разрядный ток, класс энергоемкости, уровни остающегося напряжения при коммутационном и грозовом импульсе, величина тока срабатывания противовзрывного устройства, длина пути тока утечки внешней изоляции.

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}; \tag{43}$$

$$110 \leq 110 \text{ кВ};$$

Условие выполняется.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$1,05 \cdot \frac{U_{Н.Р.С.}}{\sqrt{3}} \leq U_{Н.Р.НОМ}; \quad (44)$$

где $U_{Н.Р.С.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$$1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} \leq 88 \text{ кВ};$$

$$76,4 \leq 88 \text{ кВ};$$

Условие выполняется.

Выбор по условиям взрывобезопасности:

$$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0}; \quad (45)$$

Для выбранного ОПН взрывобезопасный ток равен 40 кА.

$$40 > 1,2 \cdot 19,476 \text{ кА};$$

$$40 > 23,03 \text{ кА};$$

Условие выполняется.

В сетях классов напряжения 110 кВ и выше, как правило, рекомендуются ОПН с номинальным разрядным током 10 кА [14].

На подстанциях 110 кВ без выключателей на стороне высокого напряжения (блоки трансформатор-линия) ОПН должен иметь удельную энергоемкость не менее 4,0-4,5 кДж/кВ, что соответствует 3 классу энергоемкости [5,6].

Выбор по уровню остающегося напряжения при грозовом импульсе:

$$U_{ОСТ.ГР.НОМ} < U_{ОСТ.ГР}; \quad (46)$$

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 110 кВ не должно превышать значения 295 кВ [8].

Для выбранного ОПН остающееся напряжение при грозовом импульсе равняется 272 кВ.

Подставляем значения в формулу (46):

$$272 < 295 \text{ кВ};$$

Условие выполняется.

Выбор по уровню остающегося напряжения при коммутационном импульсе:

$$U_{\text{ост.к.ном}} < \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{\text{исп}50}}{1,2}; \quad (47)$$

где $U_{\text{исп}50}$ – 50 %-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе;

Для выбранного ОПН остающееся напряжение при коммутационном импульсе равняется 222 кВ.

Подставляем значения в формулу (47):

$$222 < \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200}{1,2};$$

$$222 < 286,4 \text{ кВ};$$

Условие выполняется.

Выбор по длине пути утечки внешней изоляции ОПН:

$$l_{\text{утеч.ном}} > l_{\text{утеч.ГОСТ}}; \quad (48)$$

В соответствие с [9] район проектирования имеет III степень загрязненности окружающей среды. Согласно [2] для района с III степенью загрязненности

длина пути утечки должна быть не менее 315 см. Для выбранного ОПН длина пути утечки изоляции составляет 390 см.

Подставляем значения в формулу (48):

$$390 > 315 \text{ см};$$

Условие выполняется. Все результаты сводятся в таблицу 12.

Таблица 12 – Сравнение данных ОПН-П1-110/88/10/3 III УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}};$
$1,05 \cdot \frac{U_{\text{Н.Р.С.}}}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н.Р.НОМ}} = 88 \text{ кВ}$	$1,05 \cdot \frac{U_{\text{Н.Р.С.}}}{\sqrt{3}} \leq U_{\text{Н.Р.НОМ}};$
$1,2 \cdot I_{\text{П0}} = 23,03 \text{ кА}$	$I_{\text{В.Б.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{В.Б.}} > 1,2 \cdot I_{\text{П0}};$
$U_{\text{ОСТ.ГР}} = 295 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.ГР.НОМ}} = 272 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.ГР.НОМ}} \leq U_{\text{ОСТ.ГР}};$
$U_{\text{ОСТ.К}} = 286,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.К.НОМ}} = 222 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.К.НОМ}} < U_{\text{ОСТ.К}};$
$l_{\text{утеч.ГОСТ}} = 315 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.НОМ}} = 390 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.НОМ}} > l_{\text{утеч.ГОСТ}}$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.1.4 Выбор и проверка токоведущих частей

На стороне 110 кВ выбираем гибкую ошиновку, выполненную проводом АС-300/48 со следующими характеристиками:

$$q = 300 \text{ мм}^2; d = 24,4 \text{ мм}; I_{\text{дон}} = 690 \text{ А.}$$

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

Проверка шин производится по допустимому току и по условиям короны.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины не проверяются, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения шин на нагрев по допустимому току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дон}}; \quad (49)$$

$$673 \leq 690 \text{ А.}$$

Условие выполняется.

Условие проверки на корону:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (50)$$

где E – напряженность электрического поля около поверхности провода;

E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля.

Определяем максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ПР}}}}\right); \quad (51)$$

где m – коэффициент шероховатость поверхности провода;

$r_{\text{ПР}}$ – радиус провода, см;

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}}\right) = 31,6 \text{ кВ / см};$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{НОМ}}}{r_{\text{ПР}} \cdot \lg \cdot \frac{1,26 \cdot D_{\text{ср}}}{r_{\text{ПР}}}}; \quad (52)$$

где $D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,22 \cdot \lg \cdot \frac{1,26 \cdot 300}{1,22}} = 12,8 \text{ кВ / см};$$

Проверка на корону:

$$1,07 \cdot 12,8 \leq 0,9 \cdot 31,6;$$

$$13,7 \leq 28,4;$$

Условие выполняется.

Выбранный провод удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.2 Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ

На стороне 10 кВ выбираем КРУ СЭЩ-70-10 производства ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара».

Комплектное распределительное устройство КРУ СЭЩ-70-10 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения до 10 кВ и тока 630-4000 А, частотой 50 Гц.

Основные технические параметры шкафов КРУ СЭЩ-70-10 приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Основные технические параметры шкафов КРУ СЭЩ-70-10

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток главных цепей КРУ, А	4000
Номинальный ток сборных шин, А	4000
Ток электродинамической стойкости, кА	128
Ток термической стойкости, кА	40
Габаритные размеры, мм: ширина/высота/глубина	1000/2650/1349

6.2.1 Выбор и проверка выключателей

Для установки в ячейку ввода КРУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000 У2 производства ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара».

Проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (53)$$

$$23,777 \leq 50 \text{ кА}.$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}; \quad (54)$$

$$23,777 \leq 50 \text{ кА}.$$

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{аНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (55)$$

где $\beta_{НОМ}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, %.

$$i_{аНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{50}{100} \cdot 50 = 35,355 \text{ кА}.$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{\left(\frac{t}{T_a}\right)}; \quad (56)$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 23,777 \cdot e^{\left(\frac{0,04}{0,02}\right)} = 26,856 \text{ кА.}$$

$$i_{ar} \leq i_{aНОМ}; \quad (57)$$

$$35,063 \leq 26,856 \text{ кА.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000 У2 представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение данных выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 4000 \text{ А}$	$I_{\max} = 3702 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 23,777 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 50 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 23,777 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 56,742 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 32,278 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{aНОМ} = 35,355 \text{ кА}$	$i_{at} = 26,856 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Для установки в ячейки отходящих фидеров КРУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-40/2500 У2.

Проверка проводится аналогичным способом, сопоставление каталожных и расчетных данных представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Сравнение данных выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-40/2500 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{\max} = 2389 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 23,777 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 23,777 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{д.с.} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 56,742 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
$W_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{К} = 32,278 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{К} \leq W_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 28,824 \text{ кА}$	$i_{ат} = 26,856 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аНОМ}$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.2.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Для установки во вводные ячейки КРУ 10 кВ выбираем трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ-10-4000/5 У2.

Вторичная нагрузка ТТ вводных ячеек КРУ 10 кВ сведена в таблицу 16.

Таблица 16 – Приборы, подключаемые к ТШЛ-СЭЩ-10-4000/5 У2

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		А	В	С
Амперметр	ЦА 2101	10	0	0
Ваттметр и варметр	СК 3021-5	5	0	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	0,1	0,1	0,1
Итого		15,1	0,1	5,1

Наиболее нагруженной является фаза А, потребляемая приборами мощность составляет 15,1 ВА.

Далее расчет производится аналогично расчету для ТТ на стороне 110 кВ, сравнение каталожных и расчетных данных сводится в таблицу 17.

Таблица 17 – Сравнение данных трансформатора тока ТШЛ-СЭЩ-10-4000/5 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{1НОМ} = 4000 \text{ А}$ $I_{2НОМ} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,2S	$I_{max} = 3702 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$Z_{2\text{доп}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} = 0,735 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} \leq Z_{2\text{доп}}$
$I_{\text{дин}} = 140 \text{ кА}$	$i_y = 56,742 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 58800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 32,278 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Для установки в ячейки отходящих фидеров КРУ 10 кВ выбираем трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5 У2, ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5 У2, ТОЛ-СЭЩ-10-2500/5 У2.

Вторичная нагрузка ТТ в ячейках отходящих фидеров КРУ 10 кВ сведена в таблицу 18.

Таблица 18 – Приборы, подключаемые к ТТ в ячейках отходящих фидеров

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		А	В	С
Амперметр	ЦА 2101	10	0	0
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	0,1	0,1	0,1
Итого		10,1	0,1	0,1

Наиболее нагруженной является фаза А, потребляемая приборами мощность составляет 10,1 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих фидеров КРУ 10 кВ, представлено в таблице 19.

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

Таблица 19 – Сравнение данных ТТ в ячейках отходящих фидеров КРУ 10 кВ

Трансформатор тока	Линии 10 кВ	Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5 У2	КЛ 10 кВ 6300-А КЛ 10 кВ 7413-А КЛ 10 кВ 6300-В КЛ 10 кВ 7413-В	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
		$I_{\max.6300-A} = 685 \text{ А}$ $I_{\max.7413-A} = 789 \text{ А}$ $I_{\max.6300-B} = 685 \text{ А}$ $I_{\max.7413-B} = 789 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$ $I_{2НОМ} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,2S	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
		$Z_{2расч} = 0,535 \text{ Ом}$	$Z_{2доп} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2расч} \leq Z_{2доп}$
		$i_y = 55,417 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{дин}$
		$B_K = 32,278 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_T^2 t_T$
		$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5 У2	КЛ 10 кВ 27-SS-01-А КЛ 10 кВ 27-SS-05-А КЛ 10 кВ 27-SS-01-В КЛ 10 кВ 27-SS-05-В	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
		$I_{\max.27-SS-01-A} = 1032 \text{ А}$ $I_{\max.27-SS-05-A} = 1282 \text{ А}$ $I_{\max.27-SS-01-B} = 1032 \text{ А}$ $I_{\max.27-SS-05-B} = 1282 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1500 \text{ А}$ $I_{2НОМ} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,2S	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
		$Z_{2расч} = 0,535 \text{ Ом}$	$Z_{2доп} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2расч} \leq Z_{2доп}$
		$i_y = 55,417 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{дин}$
		$B_K = 32,278 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_T^2 t_T$
		$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
ТОЛ-СЭЩ-10-2500/5 У2	КЛ 10 кВ 30-MV-AV01-А КЛ 10 кВ 30-MV-AV02-А КЛ 10 кВ 30-MV-AV01-В КЛ 10 кВ 30-MV-AV02-В	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
		$I_{\max.30-MV-AV01-A} = 2389 \text{ А}$ $I_{\max.30-MV-AV02-A} = 2113 \text{ А}$ $I_{\max.30-MV-AV01-B} = 2389 \text{ А}$ $I_{\max.30-MV-AV02-B} = 2113 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$ $I_{2НОМ} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,2S	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
		$Z_{2расч} = 0,535 \text{ Ом}$	$Z_{2доп} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2расч} \leq Z_{2доп}$
		$i_y = 55,417 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{дин}$
		$B_K = 32,278 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_T^2 t_T$
		$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$

6.2.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Для установки на секции шин КРУ 10 кВ выбираем трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10-3-0,5-100 У2 со встроенным предохранителем.

Вторичная нагрузка трансформатор напряжения на секции шин 10 кВ представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка НАЛИ-СЭЦ-10-3-0,5-100 У2

Прибор	Тип	$S_{обм},$ ВА	Число обмоток	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Число приборов	$P_{приб},$ Вт	$Q_{приб},$ вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр для измере- ния фазных напряжений	ВР- М03-1	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр и варметр	СК 3021-5	5	2	1	0	1	10	-
Счетчик ак- тивной и ре- активной энергии	Мер- курий 234 ARTM	9	2	0,17	0,985	4	12	71
Вольтметр для измере- ния меж- дуфазных напряжений	СВ 3021	7,5	2	1	0	1	15	-
Итого							39	71

Определим полную мощность нагрузки вторичных цепей:

$$S_{2\text{ расч}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}; \quad (58)$$

$$S_{2\text{ расч}} = \sqrt{39^2 + 71^2} = 81 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для НАЛИ-СЭЦ-10-3-0,5-100 У2 представлено в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнение данных НАЛИ-СЭЦ-10-3-0,5-100 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
Класс точности 0,5		
$S_{2\text{ доп}} = 100 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ расч}} = 81 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ доп}} \geq S_{2\text{ расч}}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.2.4 Выбор и проверка ОПН

Для установки в ячейки КРУ 10 кВ выбираем ограничитель перенапряжения нелинейный ОПН-П1-10/10,5/10/2 III УХЛ2 производства ЗАО «ЗЭТО».

Расчет производится аналогично расчету для ОПН на стороне 110 кВ, сравнение каталожных и расчетных данных сводится в таблицу 22.

Таблица 22 – Сравнение данных ОПН-П1-10/10,5/10/2 III УХЛ2

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном};$
$1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}} = 7,3 \text{ кВ}$	$U_{н.р.ном} = 10,5 \text{ кВ}$	$1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}} \leq U_{н.р.ном};$
$1,2 \cdot I_{п0} = 36,34 \text{ кА}$	$I_{в.б.} = 40 \text{ кА}$	$I_{в.б.} > 1,2 \cdot I_{п0};$
$U_{ост.гр} = 45 \text{ кВ}$	$U_{ост.гр.ном} = 33,5 \text{ кВ}$	$U_{ост.гр.ном} \leq U_{ост.гр};$
$U_{ост.к} = 50,11 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном} = 26 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном} < U_{ост.к};$
$I_{утеч.ГОСТ} = 35 \text{ см}$	$I_{утеч.ном} = 37,2 \text{ см}$	$I_{утеч.ном} > I_{утеч.ГОСТ}$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.2.5 Выбор и проверка токоведущих частей

На стороне 10 кВ связь трансформатор – токоограничивающий реактор – КРУ-10 кВ выполняется пофазноизолированным токопроводом с литой изоляцией с алюминиевой токоведущей шиной типа ТПЛА-10-4000-255 УХЛ1 производства ООО «РТК-ЭЛЕКТРО-М».

Токопровод с литой изоляцией ТПЛ широко применяется для выполнения электрических соединений энергетического оборудования на электрических станциях и подстанциях и устанавливается в цепях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением до 40,5 кВ, номинальным током до 11500 А.

Литой токопровод комплектуется дополнительным электрооборудованием: встроенными трансформаторами тока и ОПН.

Токопроводы выбираются по допустимому току и по номинальному напряжению, а проверяются по электродинамической и термической стойкости.

Проверка по допустимому току:

$$I_{\text{макс.раб}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (59)$$

$$3702 \leq 4000 \text{ А.}$$

Условие выполняется.

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}; \quad (60)$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ};$$

Условие выполняется.

Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{Д.С.}}; \quad (61)$$

$$73,949 \leq 255 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Проверка по термической стойкости:

$$B_K \leq B_{K.\text{ном}}; \quad (62)$$

где B_K – тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$B_{K.\text{ном}}$ – номинальный тепловой импульс токопровода, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

Номинальный тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{K.\text{ном}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}; \quad (63)$$

$$B_{K,НОМ} = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$55,024 \leq 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных токопровода ТПЛА-10-4000-255 УХЛ1 представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнение данных токопровода ТПЛА-10-4000-255 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{доп} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{макс.раб}} = 3702 \text{ А}$	$I_{\text{макс.раб}} \leq I_{доп}$
$I_{д.с.} = 255 \text{ кА}$	$i_{уд} = 73,949 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
$B_{K,НОМ} = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 55,024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq B_{K,НОМ}$

Выбранный токопровод удовлетворяет всем условиям и может быть принята к установке.

6.3 Выбор и проверка токоограничивающего реактора

Токоограничивающие реакторы выбираются по номинальному напряжению и току, а проверяются по электродинамической и термической стойкости.

Для установки на ОРУ 110 кВ между силовыми трансформаторами и зданием ЗРУ 10 кВ выбираем сухие токоограничивающие реакторы РТСТ 10-4000-0,1 УХЛ1 с естественным воздушным охлаждением, вертикальным расположением фаз и индуктивным сопротивлением 0,1 Ом.

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнение данных реактора РТСТ 10-4000-0,1 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 3702 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{НОМ}$
$I_{дин} = 80,7 \text{ кА}$	$i_y = 73,949 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2995,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 55,024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Выбранный токоограничивающий реактор удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.4 Выбор и проверка ТСН

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности [4].

Мощность нагрузки собственных нужд ПС приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	$P_{уст},$ кВт	Кол-во	$\cos \varphi$	$\Sigma P_{уст},$ кВт	$\Sigma Q_{уст},$ квар
Охлаждение ТРДЦН-100000/110	20,9	3	0,8	62,7	47,025
Привод РПН транс- форматора	0,85	3	0,85	2,55	1,581
Шкаф питания и обо- грева оборудования ОРУ 110 кВ	7,54	1	0,8	7,54	5,655
Система отопления помещений ЗРУ 10 кВ	105,5	1	0,95	105,5	34,815
Система вентиляции помещений ЗРУ-10 кВ	118,7	1	0,95	118,7	39,171
Щиток наружного освещения	1,9	1	0,85	1,9	1,178
Щиток рабочего осве- щения	1,9	1	0,85	1,9	1,178
Аварийное освещение	1,5	1	0,85	1,5	0,93
Итого				302,29	131,53

Расчетная нагрузка СН с учетом коэффициента одновременности:

$$S_{расч.СН} = K_C \cdot \sqrt{\Sigma P_{уст}^2 + \Sigma Q_{уст}^2}; \quad (64)$$

где K_C – коэффициент одновременности нагрузки;

$$S_{расч.СН} = 0,8 \cdot \sqrt{302,29^2 + 131,53^2} = 263,7 \text{ кВА};$$

Расчетная мощность ТСН с учетом коэффициента загрузки:

$$S_{расч.ТСН} = \frac{S_{расч.СН}}{n_{ТСН} \cdot K_3}; \quad (65)$$

где $n_{ТСН}$ – количество трансформаторов собственных нужд;

K_3 – коэффициент загрузки;

$$S_{расч.ТСН} = \frac{263,7}{2 \cdot 0,7} = 188,4 \text{ кВА};$$

Для установки в ЗРУ 10 кВ выбираем сухие трансформаторы с литой изоляцией ТЛС–200/10-У2.

ТСН присоединяются через выключатели к шинам КРУ 10 кВ, схема питания СН представлена на рисунке 16.

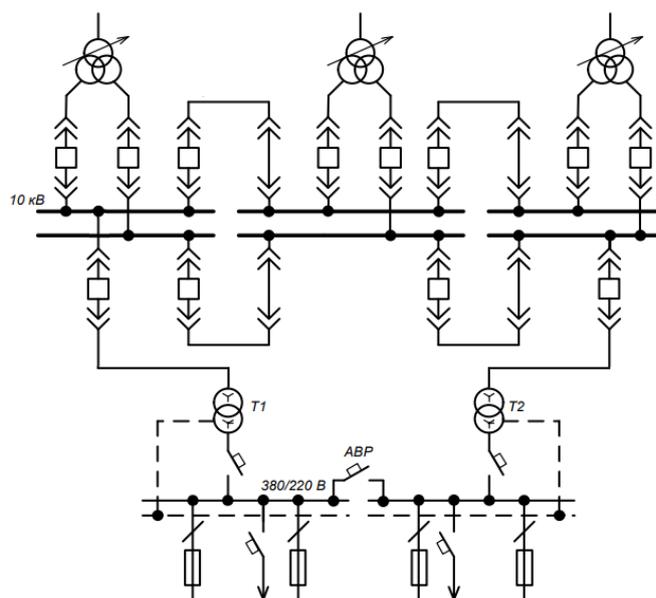


Рисунок 16 – Схема питания СН подстанции

6.5 Выбор системы оперативного тока

На подстанциях 110кВ применяется постоянный оперативный ток [21], в качестве источника питания служат зарядно-подзарядные выпрямительные устройства (ЗПУ), работающие в буфере с аккумуляторной батареей (АБ) в режиме непрерывного заряда.

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) обеспечивает питание терминалов релейной защиты, противоаварийной автоматики, АСУ ТП, связи, прочих подсистем и цепей управления коммутационными аппаратами в нормальных режимах и в течение двух часов при отключении собственных нужд переменного тока подстанции.

Вся постоянная нагрузка на ПС питается от ЗПУ. АБ принимает на себя толчковую нагрузку, а также всю нагрузку при исчезновении питания переменного тока.

СОПТ в своем составе содержит АБ, ЗПУ, щит постоянного тока (ЩПТ) и шкафы распределения оперативного тока (ШРОТ). Структурная схема СОПТ представлена на рисунке 17.

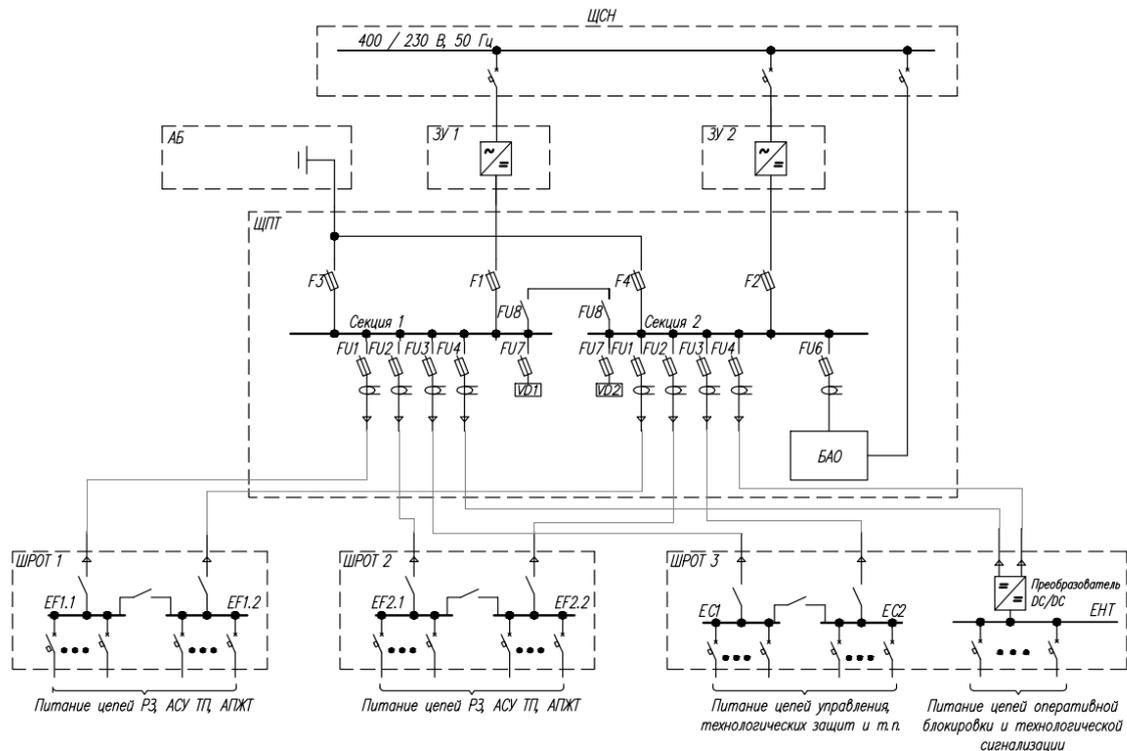


Рисунок 17 – Структурная схема СОПТ

6.6 Выбор аккумуляторной батареи

Выбор аккумуляторной батареи согласно [18] должен производиться в следующем порядке:

- 1) определение максимального толкового тока;
- 2) выбор количества аккумуляторов;
- 3) предварительный выбор номинальной емкости аккумуляторов;
- 4) выбор дополнительной группы аккумуляторов, при необходимости;
- 5) выбор номинальной емкости аккумуляторов.

При отсутствии сведений о нагрузке СОПТ проектируемой ПС можно считать, что на ПС 110 кВ нагрузка в нормальном режиме не превысит 30 А, а при аварийном разряде в течение 30 минут не превысит 60 А [10].

Согласно [18] расчетная продолжительность режима аварийного разряда АБ – 2 часа.

Максимальный толчковый ток определяется по формуле:

$$I_T = I_{T.откл} + I_{нагр}; \quad (66)$$

где $I_{T.откл}$ - суммарный ток электромагнитов отключения одновременно отключаемых выключателей;

$I_{нагр}$ - суммарный ток нагрузки нормального рабочего режима.

На КРУ-10кВ проектируемой подстанции устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000, у которых ток потребления электромагнита отключения составляет 1 А. Максимальное количество одновременно отключаемых выключателей – 3.

Подставляем значения в формулу (66) и определяем максимальный толчковый ток:

$$I_T = 3 \cdot 1 + 30 = 33 \text{ А};$$

Число элементов аккумуляторной батареи определяется по формуле:

$$N = \frac{U_{\text{нб.норм.доп}}}{U_{\text{ак.пз}}}; \quad (67)$$

где $U_{\text{нб.норм.доп}}$ - наибольшее нормально допустимое напряжение на клеммах электроприемников, В;

$U_{\text{ак.пз}}$ - напряжение поддерживающего заряда аккумуляторов, В.

$$N = \frac{231}{2,23} = 103,6;$$

Число элементов в батарее принимается равным 104.

Минимальное напряжение, приходящееся на один элемент АБ, определяется по формуле:

$$U_{\text{нм.раб.ак}} = \frac{U_{\text{нм.доп}} + \Delta U_{\text{АБ-ЭП}}}{N}; \quad (68)$$

где $U_{\text{нм.доп}}$ – наименьшее допустимое рабочее напряжение на клеммах электроприемников, В:

$\Delta U_{\text{АБ-ЭП}}$ – максимальная потеря напряжения в цепи от АБ до клемм наиболее удаленного или наиболее мощного электроприемника;

Максимальную потерю напряжения в цепях питания постоянной и временной нагрузки, при отсутствии достоверных данных, допускается принимать равной 0,04 номинального напряжения [18].

Определим минимальное напряжение одного элемента АБ:

$$U_{\text{нм.раб.ак}} = \frac{0,85 \cdot 220 + 0,04 \cdot 220}{104} = 1,88 \text{ В};$$

Емкость АБ рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{АБ.расч}} = k_{\text{ср}} \cdot t \cdot I_{\text{ср}}; \quad (69)$$

где I_{cp} – усредненное за время разряда суммарное значение тока постоянной и временной нагрузок, А;

t – расчетная продолжительность разряда аккумуляторной батареи, ч;

k_{cp} – усредненное значение коэффициента интенсивности разряда аккумуляторной батареи;

$$C_{AB,расч} = 1,5 \cdot 2 \cdot 30 = 90 \text{ А} \cdot \text{ч};$$

Для компенсации снижения емкости под влиянием рабочей температуры и старения аккумуляторов в процессе всего срока эксплуатации, расчетную емкость АБ необходимо скорректировать следующим образом:

$$C_{AB} = k_э \cdot C_{AB,расч}; \tag{70}$$

где $k_э$ – коэффициент, учитывающий работу АБ при температуре 10 °С и снижение располагаемой емкости до 80 % номинальной емкости к концу срока службы;

$$C_{AB,расч} = 1,5 \cdot 90 = 135 \text{ А} \cdot \text{ч};$$

Таким образом, в результате расчета выбрана аккумуляторная батарея, состоящая из 104 малообслуживаемых свинцово-кислотных аккумуляторов типа 8БП200, номинальной емкостью 200 А·ч.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Выбор типа защит

Для выполнения комплекса РЗА устанавливаются микропроцессорные терминалы защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА», которые позволят выполнить защиту и автоматику силовых трансформаторов, ошиновки НН, кабельных линий 110 кВ и присоединений КРУ 10 кВ.

Терминалы защиты и автоматики трансформаторов, ошиновки НН и КЛ 110 кВ размещаются в шкафах двухстороннего обслуживания, устанавливаемых в помещении релейного щита. Терминалы защиты и автоматики присоединений 10 кВ размещаются в релейных отсеках ячеек КРУ 10 кВ.

Перечень реализуемых терминалов РЗА приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень реализуемых терминалов РЗА

Функция защиты	Тип шкафа/терминала РЗА
Комплект основной защиты трансформатора	ШЭ2607 045/ БЭ2704V045
Резервная защита трансформатора	ШЭ2607 158/ БЭ2704V073
Автоматика управления РПН	ШЭ2607 158/ БЭ2502А0501
Дифференциальная защита ошиновки НН	ШЭ2607 043043/ БЭ2704V043
Дифференциальная защита линии 110 кВ	ШЭ2607 091/ БЭ2704V091
Защита и автоматика ввода 10 кВ трансформатора	БЭ2502А03
Защита и автоматика секционного выключателя 10 кВ	БЭ2502А02
Защита и автоматика кабельных линий 10 кВ	БЭ2502А01
Защита и автоматика ТН секции шин 10 кВ	БЭ2502А04

7.2 Релейная защита и автоматика силового трансформатора

Согласно [9] для силовых трансформаторов 110 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла.

В соответствии с [21] для защиты силового трансформатора 110 кВ приняты следующие устройства РЗА:

- 1) продольная дифференциальная токовая защита (ДЗТ);
- 2) газовая защита трансформатора и его устройства РПН;
- 3) максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- 4) защита от перегрузки;
- 5) дифференциальная токовая защита ошиновки НН (ДЗО НН);
- 6) автоматическое регулирование коэффициента трансформации (АРКТ).

Функции основных защит трансформатора реализуются терминалом БЭ2704V045, функции резервных защит терминалом БЭ2704V073, а функция АРКТ реализуется через терминал БЭ2502A0501.

7.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита

7.2.1.1 Принцип действия защиты

Продольная дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах.

Функция ДЗТ реализуется в терминале БЭ2704V045.

Дифференциальная защита трансформатора содержит чувствительное реле (дифференциальную защиту с торможением) и дифференциальную отсечку.

Упрощенная функциональная схема ДТЗ, показанная на рисунке 18, состоит из нескольких функциональных частей:

- формирователя дифференциального и тормозного сигналов (ФДТС);
- чувствительного дифференциального токового органа;
- дифференциальной отсечки;
- органа блокировки при бросках тока намагничивания.

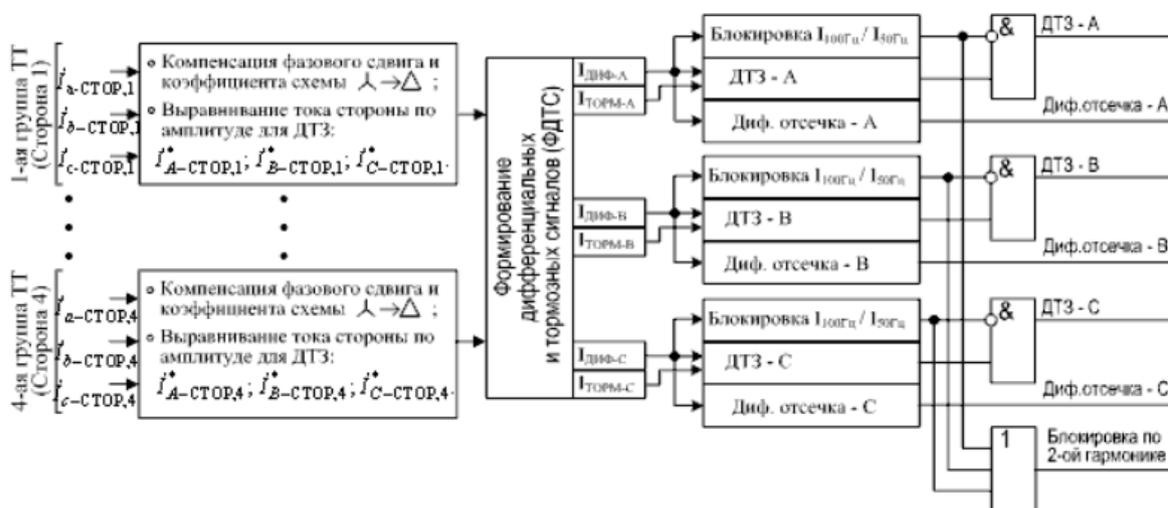


Рисунок 18 – Упрощенная функциональная схема ДТЗ

Формирование дифференциального и тормозного тока производится для каждой фазы. ФДТС выбирает из токов сторон, участвующих в формировании дифференциального и тормозного тока, наибольший и присваивает ему название \dot{I}_1 . Из суммы оставшихся токов сторон получается ток \dot{I}_2 . Таким образом для фазы А имеем:

$$\begin{cases} \dot{I}_{1A} = \max \{ \dot{I}_{A.BH}^*, \dot{I}_{A.HH1}^*, \dot{I}_{A.HH2}^* \} \\ \dot{I}_{2A} = \dot{I}_{A.BH}^* + \dot{I}_{A.HH1}^* + \dot{I}_{A.HH2}^* - \dot{I}_{1A} \end{cases} \quad (71)$$

Для фаз В и С выражения будут иметь аналогичный вид.

Дифференциальный ток определяется по выражению:

$$I_{\text{диф}} = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2|; \quad (72)$$

Тормозной ток определяется по выражению:

$$I_{\text{торм}} = \sqrt{|\dot{I}_1| \cdot |\dot{I}_2| \cdot \cos(180^\circ - \alpha)}; \quad (73)$$

где α – угол между векторами токов \dot{I}_1 и \dot{I}_2 .

Ток срабатывания ДТЗ определяется по выражению:

$$\begin{cases} I_{\text{ср.ДЗТ}} = I_{\text{д0}} + K_T \cdot (I_{\text{торм}} - I_{\text{Т0}}), & \text{если } I_{\text{торм}} \geq I_{\text{Т0}} \\ I_{\text{ср.ДЗТ}} = I_{\text{д0}}, & \text{если } I_{\text{торм}} \leq I_{\text{Т0}} \end{cases} \quad (74)$$

где $I_{\text{ср.ДЗТ}}$ – ток срабатывания чувствительного реле ДТЗ;

$I_{\text{д0}}$ – минимальный ток срабатывания ДЗТ;

$I_{\text{Т0}}$ – начальный ток торможения ДЗТ;

K_T – коэффициент торможения.

Характеристика срабатывания ДЗТ представлена на рисунке 19.

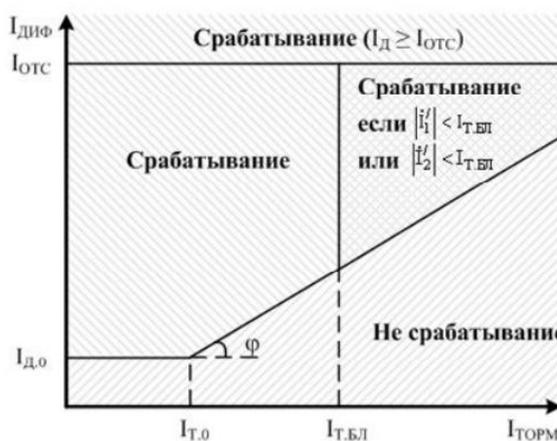


Рисунок 19 – Характеристика срабатывания ДЗТ

Дифференциальная отсечка предназначена для быстрого отключения тяжелых повреждений с большим током КЗ в зоне действия защиты. Отсечка отстраивается от БТН.

Для ввода уставок в терминал используются следующие параметры:

- ток срабатывания ДТЗ ($I_{д.0}$);
- ток начала торможения ДТЗ ($I_{т.0}$);
- ток торможения блокировки ДТЗ ($I_{т.бл}$);
- коэффициент торможения ДТЗ (K_T);
- уровень блокировки по 2-й гармонике ДТЗ ($K_{бл.2}$);
- ток срабатывания дифференциальной отсечки ($I_{отс}$).

7.2.1.2 Методика расчета уставок защиты

Определяются первичные номинальные токи, протекающие по сторонам:

$$I_{ном.i} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}}; \quad (75)$$

В терминале обеспечена возможность подключения токовых цепей ДЗТ к ТТ, соединенным по схеме «Y» независимо от группы соединения защищаемого трансформатора. Компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы при этом осуществляется программно.

Таким образом, расчет базисных токов по сторонам по следующему выражению:

$$I_{баз.i} = \frac{I_{ном.i} \cdot K_{сх.i}}{K_{ТА.i}}; \quad (76)$$

где $K_{сх.i}$ – коэффициент учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ;

$K_{ТА.i}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Минимальный ток срабатывания ДТЗ рассчитывается по выражению:

$$I_{Д0} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр}) \cdot I_{Т0}; \quad (77)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – относительная погрешность ТТ в установившемся режиме;

$\Delta U_{рпн}$ – диапазон регулирования РПН;

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч.

Ток начала торможения согласно [20] рекомендуется принимать равным $I_{Т,0}=1$ о.е.

Ток торможения блокировки определяется отстройкой от максимально возможного сквозного тока нагрузки и рассчитывается по выражению:

$$I_{Т.БЛ} = k_{отс} \cdot k_{пред.нагр} \cdot I_{нагр.макс*}; \quad (78)$$

где $k_{пред.нагр}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора;

$I_{нагр.макс*}$ – относительное значение максимального тока нагрузки.

Относительное значение максимального тока нагрузки определяется:

$$I_{нагр.макс*} = \frac{I_{нагр.макс} \cdot K_{сх.i}}{I_{баз.i} \cdot K_{ТА.i}}; \quad (79)$$

где $I_{нагр.макс}$ – максимальный сквозной ток нагрузки трансформатора.

Коэффициент торможения определяет отстройку ДТЗ от внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока к приращению тормозного тока.

Значение коэффициента торможения рассчитывается по выражению:

$$K_T = \frac{I_{нб} \cdot k_{отс} - I_{Д0}}{I_T - I_{T0}}; \quad (80)$$

где $I_{нб}$ – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору сквозного тока;

I_T – расчетный тормозной ток.

Расчетный ток небаланса рассчитывается по выражению:

$$I_{нб} = (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр}) \cdot I_{скв*}; \quad (81)$$

где $I_{скв*}$ – относительное значение максимального сквозного тока КЗ.

Относительное значение максимального сквозного тока КЗ:

$$I_{скв*} = \frac{I_{кз.макс} \cdot K_{сх.i}}{I_{баз.i} \cdot K_{ТА.i}}; \quad (82)$$

где $I_{кз.макс}$ – максимальное значение внешнего КЗ.

Расчетный тормозной ток определяется по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{скв*} \cdot (I_{скв*} - I_{нб}) \cdot \cos(180^\circ - \alpha)}; \quad (83)$$

Для предотвращения ложной работы ДТЗ при БТН в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ в терминале выполнена блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты.

Согласно [20] параметр срабатывания блокировки по второй гармонике рекомендуется выбирать равным $K_{БЛ.2} = 0,1$ о.е.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается исходя из двух условий:

– отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора:

$$I_{\text{отс}^*} \geq 6,5; \quad (84)$$

– отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ:

$$I_{\text{отс}^*} = 1,5 \cdot (k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{скв}^*}; \quad (85)$$

Ток срабатывания отсечки принимается равным наибольшему значению из двух полученных.

7.2.1.3 Результаты расчета уставок защиты

Расчет уставок по выше приведенной методике был выполнен в ПК Mathcad 14.0 и представлен в приложении В, результаты расчета сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты расчета уставок ДЗТ

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	По умолчанию	Принятое значение
$I_{\text{д0}}$	о.е.	0,20-1,00	1,00	0,50
$I_{\text{т0}}$	о.е.	0,60-1,00	1,00	1,00
$I_{\text{т.БЛ}}$	о.е.	1,2-3,0	1,5	2,6
$K_{\text{т}}$	о.е.	0,2-0,7	0,70	0,6
$K_{\text{БЛ.2}}$	о.е.	0,08-0,15	0,10	0,10
$I_{\text{отс}^*}$	о.е.	6,5-12,0	6,5	6,5

Коэффициент чувствительности ДТЗ определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}} \cdot K_{\text{сх.и}}}{I_{\text{баз.и}} \cdot K_{\text{ТА.и}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{Д0}}}; \quad (86)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальное значение КЗ в зоне действия защиты;

$$K_{\text{ч}} = \frac{24450 \cdot 1}{6,9 \cdot 800} \cdot \frac{1}{0,5} = 8,86;$$

Проверка на чувствительность:

$$K_{\text{ч}} \geq 2; \quad (87)$$

$$8,86 \geq 2;$$

Чувствительность защиты обеспечивается.

По результатам расчета уставок была построена характеристика срабатывания ДЗТ, которая представлена на рисунке 20.

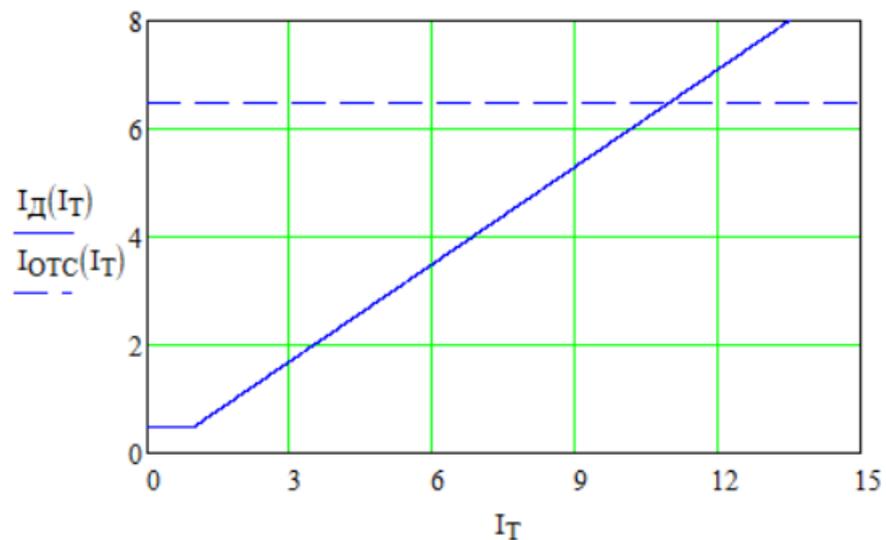


Рисунок 20 – Характеристика срабатывания ДЗТ

7.2.2 Дифференциальная защита ошиновки НН

Согласно [21] на силовых трансформаторах напряжением 35-330 кВ должна быть предусмотрена дифференциальная защита ошиновки низшего

напряжения (ДЗО НН) с включением зону её действия токоограничивающего реактора.

Функция ДЗО НН реализуется в терминале БЭ2704V043.

Принцип действия и выбор параметров настройки защит ошиновки НН аналогичен выбору параметров настройки защит ДЗТ за исключением следующих моментов:

1) в зону защиты ДЗО НН входит токоограничивающий реактор, поэтому в качестве базисного тока принимается номинальный ток реактора. Следовательно, для двух сторон будем иметь одинаковый базисный ток:

$$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{ном.р}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТА}}}; \quad (88)$$

где $I_{\text{ном.р}}$ – номинальный ток токоограничивающего реактора;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ;

$K_{\text{ТА}}$ – коэффициент трансформации ТТ;

$$I_{\text{баз}} = \frac{4000 \cdot 1}{800} = 5 \text{ A};$$

2) ток торможения блокировки ДЗО НН определяется отстройкой от номинального тока реактора и рассчитывается по выражению:

$$I_{\text{Т.БЛ}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пред.нагр}} \cdot \frac{I_{\text{ном.р}} \cdot K_{\text{сх}}}{I_{\text{баз}} \cdot K_{\text{ТА}}}; \quad (89)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отсечки;

$k_{\text{пред.нагр}}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность;

$$I_{Т.БЛ} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{4000 \cdot 1}{5 \cdot 800} = 2 \text{ о.е.}$$

Подробный расчет уставок представлен в приложении Г, результаты расчета сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Результаты расчета уставок ДЗО НН

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	По умолчанию	Принятое значение
$I_{Д0}$	о.е.	0,20-1,00	1,00	0,29
$I_{Т0}$	о.е.	0,60-1,00	1,00	1,00
$I_{Т.БЛ}$	о.е.	1,2-3,0	1,5	2,0
K_T	о.е.	0,2-0,7	0,70	0,3
$K_{БЛ.2}$	о.е.	0,08-0,15	0,10	0,10
$I_{ОТС*}$	о.е.	6,5-12,0	6,5	6,5

Коэффициент чувствительности ДЗО НН определяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.мин} \cdot K_{сх}}{I_{баз} \cdot K_{ТА}} \cdot \frac{1}{I_{Д0}}; \quad (90)$$

где $I_{кз.мин}$ – минимальное значение КЗ на стороне НН за реактором;

$$K_{ч} = \frac{18303 \cdot 1}{5 \cdot 800} \cdot \frac{1}{0,29} = 15,8;$$

Проверка на чувствительность:

$$K_{ч} \geq 2; \quad (91)$$

$$15,8 \geq 2;$$

Чувствительность защиты обеспечивается.

По результатам расчета уставок была построена характеристика срабатывания ДЗО НН, которая представлена на рисунке 21.

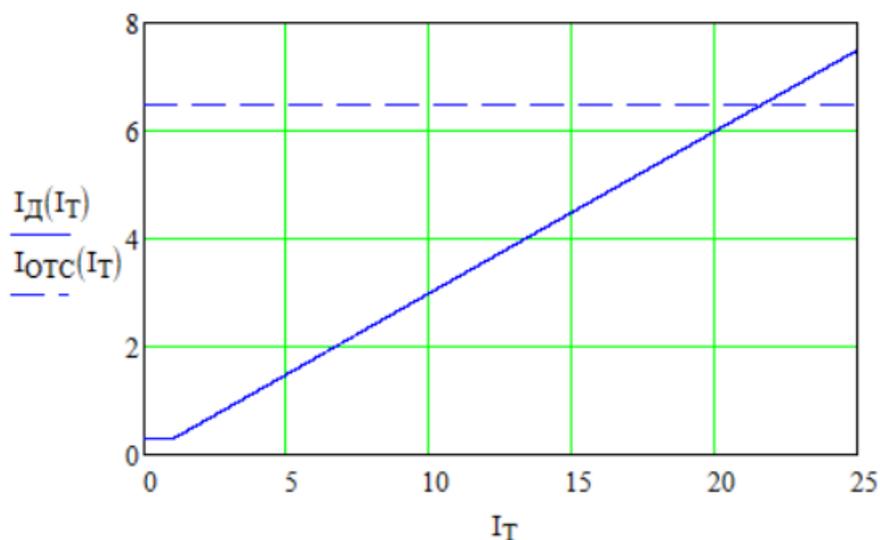


Рисунок 21 – Характеристика срабатывания ДЗО НН

7.2.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита используется в качестве основной чувствительной защиты от замыканий внутри кожуха защищаемого трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при резком понижении уровня масла.

Основными достоинствами газовой защиты являются простота её устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях.

Газовая защита трансформатора (ГЗТ) и устройства РПН (ГЗ РПН) выполняется двухступенчатой. Первая ступень выполняется с действием на сигнал, а вторая ступень – на отключение выключателей всех сторон трансформатора.

Действие газовой защиты на сигнал и/или отключение осуществляется через микропроцессорные терминалы комплектов основных и резервных защит трансформатора.

7.2.4 Максимальная токовая защита с пуском по напряжению

Для резервирования основных защит трансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах НН предусматривается максимальная токовая защита со стороны ВН (МТЗ ВН) с пуском по напряжению. При этом токовые цепи защиты подключаются к ТТ на стороне ВН, цепи напряжения – к трансформаторам напряжения на стороне НН.

Для отключения КЗ на шинах НН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ НН с пуском по напряжению. Защита подключается по токовым цепям к ТТ стороны НН трансформатора, по цепям напряжения – к ТН НН и действует на отключение выключателя НН трансформатора, а со второй выдержкой времени действует на отключение всего трансформатора.

Функции МТЗ ВН и МТЗ НН реализуются в терминале БЭ2704V045.

Расчет уставок защит произведен в соответствии с [12].

7.2.4.1 Расчет МТЗ НН с пуском по напряжению

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока:

$$I_{С.З} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{раб.макс}; \quad (92)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент возврата;

$I_{раб.макс}$ – первичный максимальный рабочий ток в зоне защиты;

$$I_{С.З.МТЗ НН} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 3702 = 4936 \text{ А};$$

Вторичный ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{ср.МТЗ НН} = \frac{I_{С.З.МТЗ НН} \cdot K_{сх.НН}}{K_{ТА.НН}}; \quad (93)$$

$$I_{\text{ср.МТЗ НН}} = \frac{4936 \cdot 1}{800} = 6,17 \text{ А};$$

Коэффициент чувствительности МТЗ НН определяется по формуле:

$$K_{\text{ч.МТЗ НН}} = \frac{I_{\text{кз.мин}} \cdot K_{\text{сх.НН}}}{K_{\text{ТА.НН}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{ср.МТЗ НН}}}; \quad (94)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальное значение КЗ в зоне действия защиты;

$$K_{\text{ч.МТЗ НН}} = \frac{20340 \cdot 1}{800} \cdot \frac{1}{6,17} = 4,121;$$

Проверка на чувствительность (основная зона):

$$K_{\text{ч.МТЗ НН}} \geq 1,5; \quad (95)$$

$$4,121 \geq 1,5;$$

Чувствительность защиты обеспечивается.

Время срабатывание защиты:

$$t_{\text{МТЗ.НН}} = t_{\text{ВВ}} + \Delta t;$$

где $t_{\text{ВВ}}$ – время срабатывания МТЗ на вводе трансформатора;

$$t_{\text{МТЗ.НН}} = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{ с.}$$

Определяем напряжение срабатывания реле минимального напряжения:

1) По условию обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{\text{сз1.МТЗ НН}} = \frac{U_{\text{мин.НН}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}}; \quad (96)$$

где $U_{\text{мин.нн}}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты после отключения внешнего КЗ, В;

$$U_{\text{сз1.МТЗ нн}} = \frac{8500}{1,2 \cdot 1,1} = 6439 \text{ В};$$

2) По условию отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{\text{сз2.МТЗ нн}} = \frac{U_{\text{зап.нн}}}{k_{\text{отс}}}; \quad (97)$$

где $U_{\text{зап.нн}}$ – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки, В;

$$U_{\text{сз2.МТЗ нн}} = \frac{7000}{1,2} = 5833 \text{ В};$$

Напряжение срабатывания принимается равным наименьшему значению из полученных, т.е. $U_{\text{сз.МТЗ нн}} = 5833 \text{ В}$.

Определяем вторичное значение срабатывания реле:

$$U_{\text{ср.МТЗ нн}} = \frac{U_{\text{сз.МТЗ нн}}}{K_{\text{ТВ.нн}}}; \quad (98)$$

$$U_{\text{ср.МТЗ нн}} = \frac{5833}{100} = 58,3 \text{ В};$$

Принимаем напряжение срабатывания реле равное $U_{\text{ср.МТЗ нн}} = 58 \text{ В}$.

7.2.4.2 Расчет МТЗ ВН с пуском по напряжению

Расчет МТЗ ВН с пуском по напряжению аналогичен расчету МТЗ НН, но при этом необходимо учитывать, что МТЗ ВН должна быть согласована с МТЗ НН.

Первичный ток срабатывания МТЗ ВН с пуском по напряжению по условию отстройки от максимального нагрузочного тока:

$$I_{C31.MT3 BH} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 673 = 897,4 \text{ A};$$

Первичный ток срабатывания по условию согласования с МТЗ НН:

$$I_{C32.MT3 BH} = k_{отс} \cdot I_{C.3.MT3 НН} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}; \quad (99)$$

$$I_{C32.MT3 BH} = 1,1 \cdot 4936 \cdot \frac{10,5}{115} = 495,7 \text{ A};$$

Первичный ток срабатывания МТЗ ВН принимается равным наибольшему значению из полученных, т.е. $I_{C3.MT3 BH} = 897,4 \text{ A}$.

Определяем вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{cp.MT3 BH} = \frac{897,4 \cdot 1}{200} = 4,49 \text{ A};$$

Время срабатывание защиты:

$$t_{MT3.BH} = t_{MT3.HH} + \Delta t;$$

где $t_{MT3.HH}$ – время срабатывания МТЗ НН трансформатора;

$$t_{MT3.HH} = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ ВН определяется по формуле:

$$K_{ч.MT3 BH} = \frac{20340 \cdot 1}{200} \cdot \frac{1}{4,49} = 5,7;$$

Проверка на чувствительность (резервная зона):

$$5,7 \geq 1,2;$$

Чувствительность защиты обеспечивается.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения определяется аналогично МТЗ НН и принимается равным $U_{cp.MT3 BH} = 58 \text{ В}$.

7.2.5 Защита от перегрузки

Для защиты трансформатора от длительных симметричных перегрузок предусматривается защита от перегрузки (ЗП).

На трансформаторах с расщепленной обмоткой НН защита перегрузки устанавливается как на стороне ВН, так и на сторонах НН1, НН2.

Защита от перегрузки срабатывает в случае превышения фазным током заданного тока срабатывания и с выдержкой времени действует на сигнал.

Произведем расчёт защиты от перегрузки на стороне НН.

Определяем ток срабатывания защиты:

$$I_{сз.нн} = \frac{k_{ост}}{k_B} \cdot I_{ном.нн}; \quad (100)$$

где $k_{ост}$ – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент возврата реле;

$I_{ном.нн}$ – номинальный ток трансформатора на стороне НН, А;

$$I_{сз.нн} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 5499 = 6415 \text{ А};$$

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{ср.нн} = \frac{I_{сз.нн} \cdot k_{сх.нн}}{k_{ТА.нн}}; \quad (101)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы на стороне НН;

$k_{ТА.нн}$ – коэффициент трансформации ТТ на стороне НН;

$$I_{ср.нн} = \frac{6415 \cdot 1}{800} = 8,02 \text{ А};$$

Аналогично был произведён расчёт для стороны ВН, результаты сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Результаты расчётов защиты от перегрузки

Сторона	Ток срабатывания защиты, А	Ток срабатывания реле, А
НН1, НН2	6415	8,02
ВН	586	2,93

7.2.6 Автоматическое регулирование коэффициента трансформации

Устройство АРКТ предназначено для управления электроприводами РПН при автоматическом регулировании коэффициента трансформации силового трансформатора.

Автоматическое регулирование направленно на поддержание напряжения у потребителя в диапазоне, заданном зоной нечувствительности. При снижении напряжения ниже зоны нечувствительности, через выдержку времени, АРКТ выдает на привод РПН команду увеличения напряжения, а при повышении напряжения, также через выдержку времени, АРКТ выдает на привод РПН команду уменьшения напряжения. Напряжение у потребителя рассчитывается с учетом падения напряжения в распределительной сети.

АРКТ будет выдавать повторные команды до тех пор, пока напряжение не вернется в зону нечувствительности или положение РПН не достигнет крайней ступени. Пример автоматического регулирования приведен на рисунке 22.

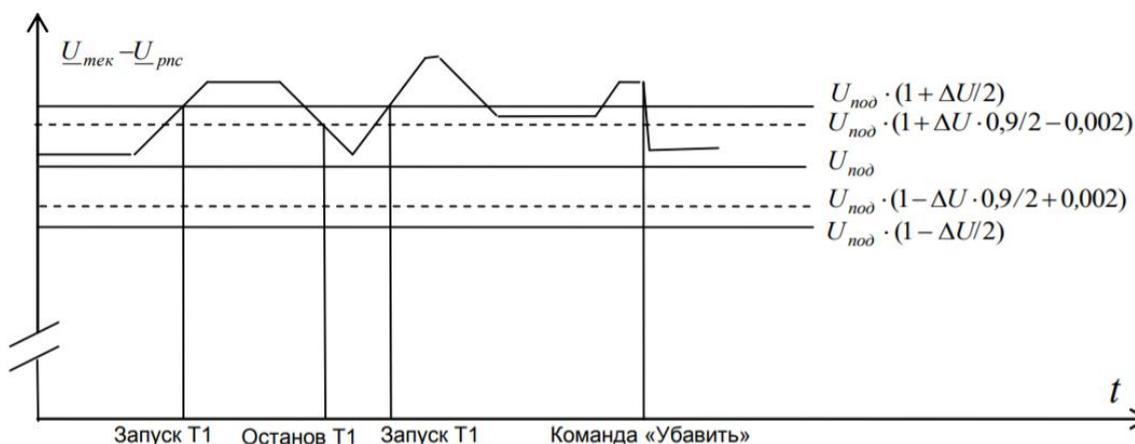


Рисунок 22 – Автоматическое регулирование напряжения от АРКТ

В качестве микропроцессорного исполнения устройства АРКТ выбран терминал БЭ2502А0501 от ООО НПП «ЭКРА».

Автоматическое регулирование в терминале БЭ2502А0501 реализуется следующими узлами:

- 1) узлом формирования команд автоматики «Прибавить» и «Убавить»;
- 2) узлом выдачи команд «Прибавить» и «Убавить»;
- 3) узлом блокировки регулирования.

Рассмотрим принцип действия узла формирования команд автоматики «Прибавить» и «Убавить».

При срабатывании измерительных органов «U<» и «U>», определяющих нахождение значения напряжения регулируемой секции ниже или выше зоны нечувствительности, через выдержку времени DT1 и DT5 происходит формирование команд автоматики «Автоматика Прибавить» и «Автоматика Убавить» соответственно.

Формирование команды «Автоматика Прибавить» запрещается при наличии запрещающих сигналов «Запрет прибавить» и «Запрет регулирования». Формирование команды «Автоматика Убавить» запрещается при наличии запрещающих сигналов «Запрет убавить» и «Запрет регулирования».

Рассмотрим принцип действия узла выдачи команд «Прибавить» и «Убавить».

Сигнал «Прибавить» формируется и фиксируется при появлении сигналов “Автоматика «Прибавить»”, либо “Ручное управление «Прибавить»” или “Телеуправление «Прибавить»”.

Сигнал «Убавить» формируется и фиксируется при появлении сигналов “Автоматика «Убавить»”, либо “Ручное управление «Убавить»” или “Телеуправление «Убавить»”.

Фиксация команд управления снимается после формирования сигнала «Переключение» через выдержку времени DT7 или при возникновении сигнала «Крайняя ступень», кроме того осуществляется перекрестная блокировка команд управления.

Узел блокировки регулирования АРКТ выдает сигнал «Блокировка АРКТ»:

- при обнаружении перегрузки по току;
- при обнаружении перенапряжения;
- при обнаружении пониженного напряжения;
- при достижении крайних ступеней регулирования.

7.3 Релейная защита кабельной линии 110 кВ

Согласно [21] для кабельных линий 110 кВ устанавливается два комплекта основной быстродействующей защиты.

В качестве основной быстродействующей защиты применяется продольная дифференциальная защита линии (ДЗЛ).

Для организации ДЗЛ со стороны проектируемой подстанции ПС 110/10 кВ ГПП-1 и со стороны ПС 500/110 кВ АГХК устанавливается по два полуккомплекта защит.

В каждый комплект основной быстродействующей защиты со стороны ПС 500/110 кВ АГХК входят также ступенчатые защиты (СЗ) от всех видов КЗ.

Для обеспечения взаимодействия полуккомплектов быстродействующих защит используются волоконно-оптические линии связи (ВОЛС).

7.3.1 Дифференциальная защита линии

7.3.1.1 Принцип действия защиты

Принцип действия дифференциальной защиты, представленный на рисунке 23, основан на пофазном сравнении векторной суммы токов в начале и в конце защищаемого объекта с определенной пороговой величиной. Векторные значения токов передаются между полуккомплектами защиты по цифровым каналам связи

Функция дифференциальной защиты линии реализуется в терминале БЭ2704V091.

Дифференциальный ток определяется по формуле:

$$I_{д} = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2|; \quad (102)$$



Рисунок 23 – Принцип действия ДЗЛ

При внешних повреждениях по отношению к защищаемому объекту сумма токов близка к нулю, а при повреждениях внутри защищаемого объекта величина дифференциального тока равна току в месте повреждения.

Для отстройки от небалансов в дифференциальном токе при внешних повреждениях, зависящих от величины тока, вызванных, в основном, различием условий работы и характеристик трансформаторов тока, применено торможение.

Тормозной ток определяется по формуле:

$$I_T = |\dot{I}_1| + |\dot{I}_2|; \tag{103}$$

Характеристика срабатывания защиты, представленная на рисунке 24, имеет четыре участка.

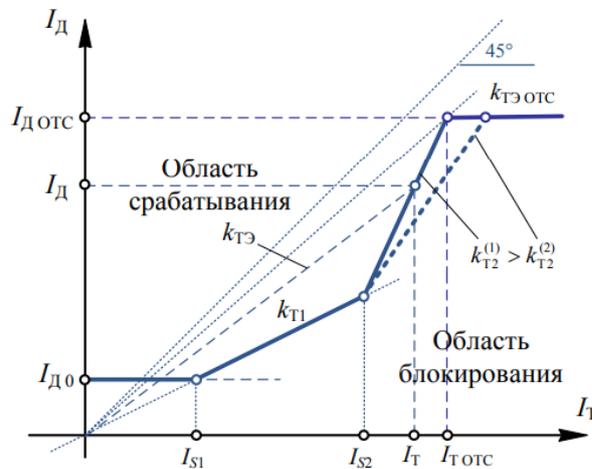


Рисунок 24 – Характеристика срабатывания ДЗЛ

На горизонтальном участке характеристики действие дифференциального элемента на отключение разрешается только при превышении дифференциальным током некоторой величины тока, определяемой уставкой $I_{д0}$.

Первый наклонный участок характеристики, исходящий из начала координат, проходит под углом к оси абсцисс, соответствующим коэффициенту торможения $k_{Т1}$. Точка пересечения горизонтального участка и первого наклонного участка определяется током начала торможения I_{S1} .

Второй наклонный участок характеристики определяется двумя уставками: током начала торможения I_{S2} и коэффициентом торможения $k_{Т2}$.

На четвертом участке характеристики при превышении дифференциальным током величины $I_{д.отс}$, независимо от величины тормозного тока, происходит срабатывание ПО дифференциальной отсечки с действием на отключение.

7.3.1.2 Расчет уставок защиты

При расчете уставок ДЗЛ необходимо выбрать следующие параметры:

- величину базисного тока I_B ;
- начальный ток срабатывания дифференциальной защиты $I_{д0}$;
- ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки $I_{д.отс}$;
- коэффициенты торможения $k_{Т1}$, $k_{Т2}$ и точку начала торможения I_{S2} для

2-го наклонного участка.

Базисный ток задается в первичных величинах и согласно [20] приравнивается первичному номинальному току ТТ:

$$I_B = I_{ном.ТТ}; \quad (104)$$

$$I_B = 1000 \text{ А};$$

Уставку по начальному току срабатывания ДЗЛ $I_{д0}$ выбирают по нескольким критериям:

1) надежная работа (с коэффициентом чувствительности не менее 2) при повреждениях на линии с минимально возможными токами КЗ;

$$I_{\text{Д0}} \leq \frac{I_{\text{кз.мин}}}{2 \cdot I_{\text{Б}}}; \quad (105)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальный ток в месте КЗ в зоне действия защиты;

$$I_{\text{Д0}} \leq \frac{16670}{2 \cdot 1000} = 8,28 \text{ о.е.}$$

2) отстройка от обрыва и одностороннего отключения токовых цепей.

$$I_{\text{Д0}} \geq \frac{1,2 \cdot I_{\text{раб.макс}}}{I_{\text{Б}}}; \quad (106)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – максимальное значение тока в нагрузочном режиме;

$$I_{\text{Д0}} \geq \frac{1,2 \cdot 673}{1000} = 0,808 \text{ о.е.}$$

3) отстройка от небалансов в дифференциальном токе в режиме протекания по линии максимально возможных токов нагрузки:

$$I_{\text{Д0}} \geq \frac{k_{\text{ост}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НБ}}; \quad (107)$$

где $k_{\text{ост}}$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле;

$I_{\text{НБ}}$ – ток небаланса;

Ток небаланса определяется по формуле:

$$I_{\text{НБ}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{I_{\text{Б}}} \cdot (2 \cdot \varepsilon + 2 \cdot \varepsilon_{\text{изм}}); \quad (108)$$

где ε - относительная погрешность ТТ;

$\varepsilon_{\text{изм}}$ - небаланс, определяемый погрешностями измерений тока в каждом терминале двух полукомплектов ДЗЛ;

$$I_{\text{НБ}} = \frac{673}{1000} \cdot (2 \cdot 0,03 + 2 \cdot 0,01) = 0,054 \text{ о.е.}$$

Подставляем значение тока небаланса в условие отстройки:

$$I_{\text{Д0}} \geq \frac{2}{0,95} \cdot 0,054 = 0,113 \text{ о.е.}$$

С учетом всех трех критериев выбираем следующую уставку:

$$I_{\text{Д0}} = 2 \text{ о.е.}$$

Согласно [20] коэффициент торможения первого наклонного участка принимается равным $k_{\text{Т1}} = 0,5$ о.е.

Ток начала торможения первого наклонного участка:

$$I_{\text{С1}} = \frac{I_{\text{Д0}}}{k_{\text{Т1}}}; \tag{109}$$

$$I_{\text{С1}} = \frac{2}{0,5} = 4 \text{ о.е.}$$

Ток срабатывания ДТО определяется по выражению:

$$I_{\text{Д.ОТС}} = \frac{k_{\text{ост}}}{I_{\text{Б}}} \cdot I_{\text{НБ.кз.внеш}}; \tag{110}$$

где $I_{\text{НБ.кз.внеш}}$ - ток небаланса при внешнем повреждении с максимальным током КЗ;

Ток небаланса при внешнем повреждении с максимальным током КЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{НБ.кз.внеш}} = I_{\text{кз.внеш.макс}} \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{K_S} \cdot \left(\frac{1}{K_S} - 2 \cdot \cos(\Delta\varphi_S) \right)}; \quad (111)$$

где $I_{\text{кз.внеш.макс}}$ – максимальный ток, протекающий через ТТ при внешнем КЗ;

K_S – коэффициента искажения вторичного тока ТТ;

$\Delta\varphi_S$ – отклонение угла между векторами первичного и вторичного тока ТТ;

Максимальный ток внешнего КЗ в относительных единицах:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{I_{\text{кз.внеш.макс}}}{I_{\text{ном.ТТ}}}; \quad (112)$$

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{19476}{1000} = 19,476 \text{ о.е.}$$

Коэффициент K_S и фазовый сдвиг $\Delta\varphi_S$ для ДТО определяется в зависимости от постоянной времени первичной сети и максимального тока внешнего КЗ в относительных единицах, определение их значений представлено на рисунке 25.

Ток небаланса при внешнем КЗ с максимальным током КЗ равен:

$$I_{\text{НБ.кз.внеш}} = 19476 \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{3,5} \cdot \left(\frac{1}{3,5} - 2 \cdot \cos(40^\circ) \right)} = 15600 \text{ А};$$

Ток срабатывания ДТО равен:

$$I_{\text{д.отс}} = \frac{1,5}{1000} \cdot 15600 = 23,4 \text{ о.е.}$$

Согласно [20] ток начала торможения второго наклонного участка принимается равным $I_{S2} = 9 \text{ о.е.}$

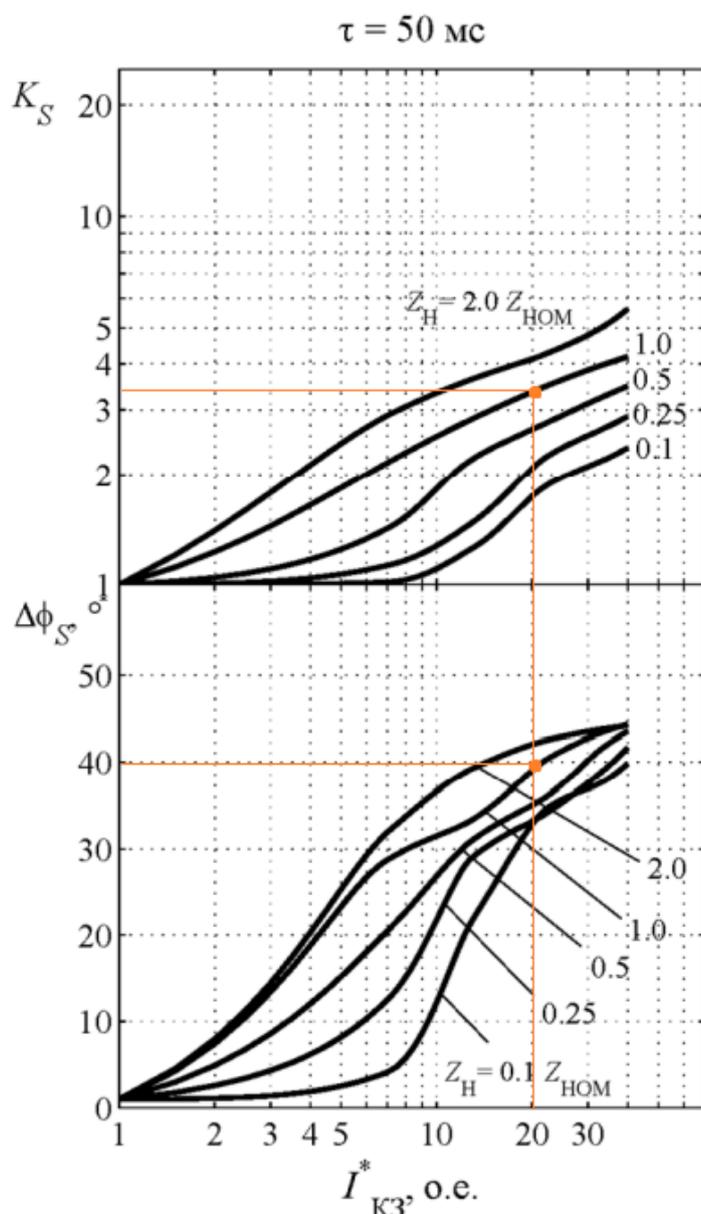


Рисунок 25 – Определение значения коэффициента искажения и отклонения угла между векторами первичного и вторичного тока ТТ от тока КЗ

Коэффициент торможения второго наклонного участка определяется по формуле:

$$k_{T2} = \frac{k_{TЭ.отс} - k_{T1} \cdot \frac{I_{S2}}{I_{T.отс}}}{1 - \frac{I_{S2}}{I_{T.отс}}}; \quad (113)$$

где $I_{Т.отс}$ – предельный тормозной ток;

Предельный тормозной ток определяется по формуле:

$$I_{Т.отс} = \frac{I_{Д.отс}}{k_{ТЭ.отс}}; \quad (114)$$

$$I_{Т.отс} = \frac{23,4}{0,6} = 39 \text{ о.е.}$$

Определяем коэффициент торможения второго наклонного участка:

$$k_{Т2} = \frac{0,6 - 0,5 \cdot \frac{9}{39}}{1 - \frac{9}{39}} = 0,63 \text{ о.е.}$$

Сведем результаты расчета уставок в таблицу 30.

Таблица 30 – Результаты расчета уставок ДЗЛ

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	По умолчанию	Принятое значение
$I_{Д0}$	о.е.	0,20-2,00	0,40	2,00
$k_{Т1}$	о.е.	0,10-0,90	0,50	0,50
$k_{Т2}$	о.е.	0,30-3,00	0,75	0,63
I_{S2}	о.е.	0,40-20,00	2,00	9,00
$I_{Д.отс}$	о.е.	2,00-40,00	8,00	23,40

Коэффициент чувствительности ДЗЛ определяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{Б} \cdot I_{Д0}}; \quad (115)$$

$$K_{ч} = \frac{16670}{1000 \cdot 2} = 8,34;$$

Проверка на чувствительность:

$$K_{\text{ч}} \geq 2; \quad (116)$$

$$8,34 \geq 2;$$

Чувствительность защиты обеспечивается.

По результатам расчета уставок была построена характеристика срабатывания ДЗЛ, которая представлена на рисунке 26.

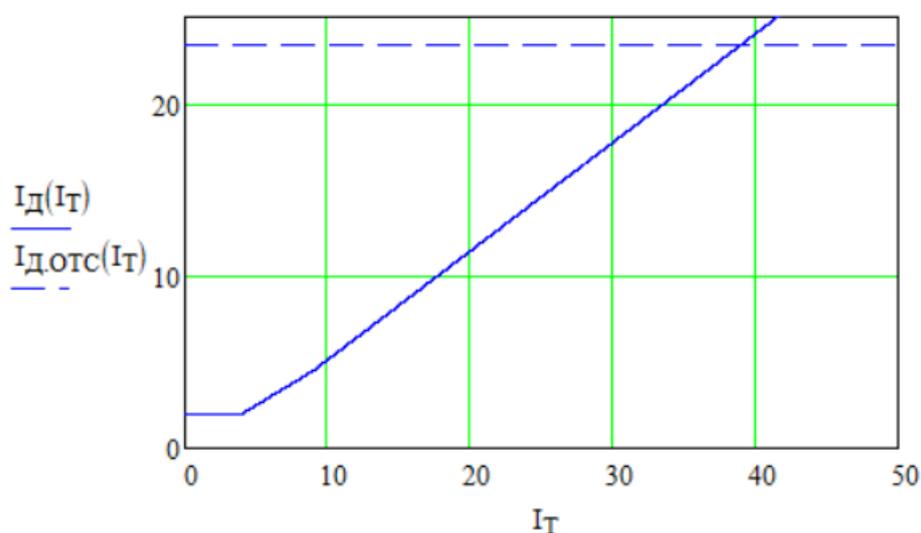


Рисунок 26 – Характеристика срабатывания ДЗЛ

7.3.2 Дистанционная защита линии

Дистанционная защита (ДЗ) в электрических сетях класса напряжения 110 кВ выполняет функцию резервной защиты линий, она резервирует дифференциальную защиту линии, которая применяется в качестве основной защиты в электрических сетях 110 кВ. ДЗ выполняет защиту линии от междуфазных коротких замыканий.

Принцип работы дистанционной защиты основан на вычислении расстояния, дистанции до места повреждения. Для вычисления расстояния до места повреждения линии устройства, выполняющие функции дистанционной защиты, используют значения тока нагрузки и напряжения защищаемой линии. То

есть для работы данной защиты используются цепи трансформаторов тока и трансформаторов напряжения 110 кВ.

Устройства дистанционной защиты подстраиваются под конкретную линию электропередач, участок энергосистемы таким образом, чтобы обеспечить их ступенчатую защиту.

Функция дистанционной защиты реализуется в терминале БЭ2704 V091.

Расчет уставок дистанционной защиты производится традиционной методикой, которая приведена в [13], и в общем случае сводится к определению: сопротивлений срабатывания, выдержек времени и чувствительности отдельных ступеней защиты.

Дистанционная защита выполняется трехступенчатой.

Сопротивление срабатывания I ступени ДЗ выбирается таким образом, чтобы зона защиты охватывала не менее 85 % длины защищаемой линии:

$$Z_{сз.I} = 0,85 \cdot Z_{КЛ}; \quad (117)$$

где $Z_{КЛ}$ – сопротивление прямой последовательности защищаемой линии;

$$Z_{сз.I} = 0,85 \cdot 0,598 = 0,508 \text{ Ом};$$

Время срабатывания I ступени ДЗ согласно [20] задается равным:

$$t_{сз.I} = 0,1 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания II ступени ДЗ отстраивается от междуфазного КЗ на шинах НН подстанции:

$$Z_{сз.II} = 0,85 \cdot (Z_{КЛ} + Z_T + Z_p); \quad (118)$$

где $Z_{КЛ}$ – сопротивление прямой последовательности трансформатора;

Z_p – сопротивление прямой последовательности реактора;

$$Z_{сз.II} = 0,85 \cdot (0,598 + 11,107 + 0,1) = 10,034 \text{ Ом};$$

Коэффициент чувствительности II ступени определяется по выражению:

$$K_{ч. II} = \frac{Z_{сз. II}}{Z_{KL}}; \quad (119)$$

$$K_{ч. II} = \frac{10,034}{0,598} = 16,8;$$

Согласно [9] чувствительность II ступени ДЗ к металлическим междуфазным КЗ в конце линии должна быть не ниже 1,25. Условие выполняется.

Время срабатывания II ступени отстраивается от времени срабатывания МТЗ НН трансформатора на подстанции:

$$t_{сз. II} = t_{сз. МТЗ НН} + \Delta t; \quad (120)$$

где $t_{сз. МТЗ НН}$ – времени срабатывания МТЗ НН трансформатора на ПС;

Δt – степень селективности;

$$t_{сз. II} = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания III ступени ДЗ отстраивается от минимально возможного значения сопротивления нагрузки в месте установки защиты и определяется по формуле:

$$Z_{сз. III} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{отс} \cdot k_{зан} \cdot k_{в} \cdot I_{раб. макс}}; \quad (121)$$

где $U_{мин}$ – минимальное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска электродвигателей;

$k_{отс}$ – коэффициент отсечки;

$k_{зан}$ – коэффициент запуска двигателей;

$k_{в}$ – коэффициент возврата реле;

$I_{раб. макс}$ – максимальное значение рабочего тока в защищаемой линии;

$$Z_{c3.III} = \frac{0,9 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 2 \cdot 1,05 \cdot 673} = 33,7 \text{ Ом};$$

Коэффициент чувствительности III ступени определяется по выражению:

$$K_{ч.III} = \frac{Z_{c3.III}}{Z_{KL} + Z_T + Z_p}; \quad (122)$$

$$K_{ч.III} = \frac{33,7}{0,598 + 11,107 + 0,1} = 2,86;$$

Согласно [9] чувствительность III ступени ДЗ к междуфазным КЗ в зоне ее резервирования должна быть не ниже 1,2. Условие выполняется.

Время срабатывания III ступени отстраивается от времени срабатывания МТЗ ВН трансформатора на подстанции:

$$t_{c3.III} = t_{c3.MT3 \text{ ВН}} + \Delta t; \quad (123)$$

где $t_{c3.MT3 \text{ ВН}}$ – времени срабатывания МТЗ ВН трансформатора на ПС;

$$t_{c3.III} = 1,8 + 0,3 = 2,1 \text{ с.}$$

7.3.3 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП).

Принцип работы токовой защиты нулевой последовательности заключается в контроле значения $3I_0$ на линии электропередач и в случае достижения его определенной величины – реализации автоматического отключения выключателя линии электропередач с определенной выдержкой времени.

Функция ТЗНП реализуется в терминале БЭ2704 V091.

Расчет уставок ТЗНП производится по методике, изложенной в [11], и в общем случае сводится к определению: тока срабатывания, выдержек времени и чувствительности отдельных ступеней защиты.

ТЗНП выполняется двухступенчатой.

Ток срабатывания I ступени ТЗНП отстраивается от однофазного тока КЗ в конце линии:

$$I_{сз.I} = k_{отс} \cdot I_{кз}^{(1)}; \quad (124)$$

где $I_{кз}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ в конце линии;

$$I_{сз.I} = 1,05 \cdot 20876 = 21890 \text{ A};$$

Время срабатывания I ступени ТЗНП согласно [20] задается:

$$t_{сз.I} = 0,1 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности I ступени определяется по выражению:

$$K_{ч.I} = \frac{I_{кз.мин.начало}^{(1)}}{I_{сз.I}}; \quad (125)$$

где $I_{кз.мин.начало}^{(1)}$ – минимальный ток однофазного КЗ в начале линии;

$$K_{ч.I} = \frac{24690}{21890} = 1,23;$$

Согласно [9] чувствительность I ступени ТЗНП должна быть не ниже 1,2.

Условие выполняется.

Ток срабатывания II ступени ТЗНП отстраивается от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{сз.II} = k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{кз.внеш}^{(3)}; \quad (126)$$

где $I_{кз}^{(3)}$ – ток максимального внешнего трехфазного КЗ;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме;

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса;

$$I_{сз. II} = 1,25 \cdot 1,5 \cdot 0,1 \cdot 30866 = 5678 \text{ A};$$

Время срабатывания II ступени ТЗНП:

$$t_{сз. II} = t_{сз. I} + t_{ов} + \Delta t; \quad (127)$$

где $t_{ов}$ – время отключения выключателя;

$$t_{сз. II} = 0,1 + 0,4 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности II ступени определяется по выражению:

$$K_{ч. II} = \frac{I_{кз. мин. конец}^{(1)}}{I_{сз. II}}; \quad (128)$$

где $I_{кз. мин. конец}^{(1)}$ – минимальный ток однофазного КЗ в конце линии;

$$K_{ч. II} = \frac{20713}{5678} = 3,6;$$

Согласно [9] чувствительность II ступени ТЗНП должна быть не ниже 1,2.

Условие выполняется.

7.3.4 Максимальная токовая отсечка

Максимальной токовой отсечкой (МТО) называется максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев мгновенное действие. В отличие от МТЗ селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением ее зоны действия. Токовая отсечка предназначена для действия при близких междуфазных КЗ.

Функция МТО реализуется в терминале БЭ2704 V091.

Ток срабатывания МТО отстраивается от максимального внешнего КЗ:

$$I_{сз. МТО} = k_{отс} \cdot I_{кз. внеш}^{(3)}; \quad (129)$$

где $I_{кз}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ за трансформатором на ПС ;

$$I_{сз.МТО} = 1,2 \cdot 30866 \cdot \frac{10,5}{115} = 3318 \text{ A};$$

Время срабатывания МТО согласно [20] задается:

$$t_{сз.МТО} = 0,1 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности МТО определяется по выражению:

$$K_{ч.МТО} = \frac{I_{кз.мин.начало}^{(2)}}{I_{сз.МТО}}; \quad (130)$$

где $I_{кз.мин.начало}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного КЗ в начале линии;

$$K_{ч.МТО} = \frac{20046}{3318} = 6;$$

Согласно [9] чувствительность МТО должна быть не ниже 1,2. Условие выполняется.

7.4 Релейная защита и автоматика присоединений 10 кВ

РЗА ввода 10 кВ трансформатора выполняется на терминале БЭ2502А03 и включает в себя следующие функции:

- максимальная токовая защита с пуском по напряжению и с функциями логической защиты шин;
- автоматическое включение резерва (АВР);
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) в ячейке КРУ;
- устройство резервирования выключателя (УРОВ).

РЗА секционного выключателя 10 кВ выполняется на терминале БЭ2502А02 и включает в себя следующие функции:

- максимальная токовая защита с функциями логической защиты шин;
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) в ячейке КРУ;
- устройство резервирования выключателя (УРОВ);
- автоматическое включение резерва (АВР).

РЗА на отходящих линиях 10 кВ выполняется на терминале БЭ2502А01 и включает в себя следующие функции:

- двухступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ+ТО);
- защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ);
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) в ячейке КРУ;
- устройство резервирования выключателя (УРОВ).

РЗА трансформатора напряжения (ТН) секции 10 кВ выполняется на терминале БЭ2502А04 и включает в себя следующие функции:

- контроль отсутствия напряжения (КОН) на секции шин для схемы АВР;
- контроль наличия напряжения (КНН) на секции шин для схемы АВР;
- сигнализация однофазного замыкания на землю (СЗЗ).

7.4.1 Максимальная токовая защита

На отходящих линиях 10 кВ МТЗ выполняется двухступенчатой.

Первой ступенью защиты является токовая отсечка (ТО). Токовая отсечка срабатывает без выдержки времени, но имеет ограниченную зону действия, вследствие чего данная защита является резервной.

Второй ступенью защиты является максимальная токовая защита с выдержкой времени. МТЗ покрывает всю требуемую зону защиты, а также имеет возможность настройки для дальнего резервирования, что делает ее основным типом защиты.

Ток срабатывания ТО определяется по формуле:

$$I_{сз.ТО.КЛ} = k_{отс} \cdot I_{кз.внеш}^{(3)}; \quad (131)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$I_{кз.внеш}^{(3)}$ – максимальный ток внешнего трехфазного КЗ;

Ток срабатывания реле ТО определяется по формуле:

$$I_{ср.ТО.КЛ} = \frac{I_{сз.ТО.КЛ} \cdot k_{сх}}{k_{ТА}}; \quad (132)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы;

k_{TA} – коэффициент трансформации ТТ;

Коэффициент чувствительности ТО:

$$K_{ч.ТО.КЛ} = \frac{I_{кз.мин.начало}^{(2)}}{I_{сз.ТО.КЛ}}; \quad (133)$$

где $I_{кз.мин.начало}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного КЗ в начале линии;

Согласно [9] чувствительность ТО должна быть не ниже 1,2.

Из-за отсутствия данных о параметрах присоединений 10 кВ расчет уставок ТО отходящих линий 10 кВ в данной работе не выполнялся.

Ток срабатывания МТЗ определяется по выражению:

$$I_{сз.МТЗ.КЛ} = \frac{k_{отс} \cdot k_{зан}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс.КЛ}; \quad (134)$$

где $k_{зан}$ – коэффициент самозапуска двигателей;

$k_{в}$ – коэффициент возврата реле;

$I_{раб.макс.КЛ}$ – максимальный рабочий ток в линии;

Вторичный ток срабатывания реле МТЗ определяется по формуле:

$$I_{ср.МТЗ.КЛ} = \frac{I_{сз.МТЗ.КЛ} \cdot K_{cx}}{K_{ТА}}; \quad (135)$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по формуле:

$$K_{ч.МТЗ.КЛ} = \frac{I_{кз.мин}^{(2)}}{I_{сз.МТЗ.КЛ}}; \quad (136)$$

где $I_{кз.мин}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного КЗ в конце линии;

Согласно [9] коэффициент чувствительности МТЗ в основной зоне защиты должен быть не менее 1,5, в резервной зоне – не менее 1,2.

Выдержка времени МТЗ определяется по формуле:

$$t_{сз.МТЗ.КЛ} = t_{сз.пред} + \Delta t; \quad (137)$$

где $t_{сз.пред}$ – выдержка времени предыдущих защит;

Δt – ступень селективности.

В качестве примера рассчитаем уставки МТЗ для защиты линии КЛ 10 кВ 27-SS-05-А.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{сз.МТЗ.КЛ} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,9} \cdot 1282 = 2222,1 \text{ А};$$

Вторичный ток срабатывания реле МТЗ:

$$I_{ср.МТЗ.КЛ} = \frac{2222,1 \cdot 1}{1000 / 5} = 7,4 \text{ А};$$

Выдержка времени МТЗ:

$$t_{сз.МТЗ.КЛ} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с.}$$

Расчет уставок для остальных присоединений аналогичен, результаты сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Результаты расчётов уставок МТЗ линий 10 кВ

Наименование присоединения	Максимальный рабочий ток, А	Коэффициент трансформации ТТ	Ток срабатывания защиты, А	Ток срабатывания реле, А
1	2	3	4	5
КЛ 10кВ 27-SS-01-А	1032	1500/5	1788,8	6,0
КЛ 10кВ 30-MV-AV01-А	2389	2500/5	4140,9	8,3
КЛ 10кВ 6300-А	685	1000/5	1187,3	5,9
КЛ 10кВ 7413-А	789	1000/5	1367,6	6,8
КЛ 10кВ 27-SS-05-А	1282	1500/5	2222,1	7,4
КЛ 10кВ 30-MV-AV02-А	2113	2500/5	3662,5	7,3
КЛ 10кВ 27-SS-05-В	1282	1500/5	2222,1	7,4
КЛ 10кВ 30-MV-AV02-В	2113	2500/5	3662,5	7,3
КЛ 10кВ 27-SS-01-В	1032	1500/5	1788,8	6,0

Наименование присоединения	Максимальный рабочий ток, А	Коэффициент трансформации ТТ	Ток срабатывания защиты, А	Ток срабатывания реле, А
1	2	3	4	5
КЛ 10кВ 30-MV-AV01-B	2389	2500/5	4140,9	8,3
КЛ 10кВ 6300-B	685	1000/5	1187,3	5,9
КЛ 10кВ 7413-B	789	1000/5	1367,6	6,8

Токовая защита секционного (СВ) и вводного (ВВ) выключателей выполняется одноступенчатой в виде МТЗ с выдержкой времени.

Ток срабатывания МТЗ СВ определяется по формуле:

$$I_{\text{СЗ.МТЗ.СВ}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зан}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб.макс.СВ}}; \quad (138)$$

где $I_{\text{раб.макс.СВ}}$ – максимальный рабочий ток, протекающий через СВ;

$$I_{\text{СЗ.МТЗ.СВ}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,9} \cdot 3395 = 5885 \text{ А};$$

Вторичный ток срабатывания реле МТЗ СВ определяется по формуле:

$$I_{\text{ср.МТЗ.СВ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МТЗ.СВ}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТА}}}; \quad (139)$$

$$I_{\text{ср.МТЗ.СВ}} = \frac{5885 \cdot 1}{4000 / 5} = 7,4 \text{ А};$$

Коэффициент чувствительности МТЗ СВ определяется по формуле:

$$K_{\text{ч.МТЗ.СВ}} = \frac{I_{\text{кз.мин.НН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ.МТЗ.СВ}}}; \quad (140)$$

где $I_{\text{кз.мин.НН}}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного КЗ на шинах НН;

$$K_{\text{ч.МТЗ.СВ}} = \frac{16999}{5885} = 2,9;$$

Время срабатывания МТЗ СВ определяется по формуле:

$$t_{сз.МТЗ.СВ} = t_{сз.МТЗ.КЛ} + \Delta t; \quad (141)$$

где $t_{сз.МТЗ.КЛ}$ – выдержка времени МТЗ отходящих линий 10 кВ;

$$t_{сз.МТЗ.СВ} = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с};$$

МТЗ ввода 10 кВ с пуском по напряжению рассчитывается аналогично МТЗ НН трансформатора, результаты расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Результаты расчета МТЗ ввода 10 кВ с пуском по напряжению

Первичный ток срабатывания защиты, А	Вторичный ток срабатывания реле, А	Первичное напряжение срабатывания защиты, В	Вторичное напряжение срабатывания реле, В
4936	6,17	5833	58,3

Коэффициент чувствительности МТЗ ВВ определяется по формуле:

$$K_{ч.МТЗ.ВВ} = \frac{I_{кз.мин.НН}^{(2)}}{I_{сз.МТЗ.ВВ}}; \quad (142)$$

где $I_{кз.мин.НН}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного КЗ на шинах НН;

$$K_{ч.МТЗ.ВВ} = \frac{16999}{4936} = 3,4;$$

Время срабатывания МТЗ ВВ определяется по формуле:

$$t_{сз.МТЗ.ВВ} = t_{сз.МТЗ.СВ} + \Delta t; \quad (143)$$

где $t_{сз.МТЗ.СВ}$ – выдержка времени МТЗ секционного выключателя 10 кВ;

$$t_{сз.МТЗ.ВВ} = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с}.$$

Схема управления выключателем ВВУ-СЭЩ-П-10 приведена в приложении Д.

7.4.2 Защита от однофазных замыканий на землю

Согласно [9] для линий в сетях с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

Функция ОЗЗ реализуется в терминале БЭ2502А01.

Защита ОЗЗ выполняется в виде селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал.

Принцип действия ОЗЗ заключается в контроле тока нулевой последовательности в присоединениях с помощью трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП), к вторичным обмоткам которых подключаются МП терминалы.

При однофазном замыкании на землю ток нулевой последовательности в поврежденной линии определяется суммарной емкостью исправной части сети, а токи нулевой последовательности на других линиях определяются только собственными емкостями присоединений. Таким образом, ток нулевой последовательности поврежденной линии значительно больше, чем других неповрежденных присоединений, и защита, отстроенная от собственного емкостного тока линии, точно определяет именно поврежденную линию.

Ток срабатывания защиты ОЗЗ определяется по формуле:

$$I_{СЗ.ОЗЗ} = k_{отс} \cdot k_{\delta} \cdot I_{С.КЛ}; \quad (144)$$

где k_{δ} – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока;

$I_{С.КЛ}$ – емкостный ток кабельной линии;

Емкостный ток кабельной линии 10 кВ можно определить по формуле:

$$I_{С.КЛ} = \frac{U_{ном} \cdot L_{КЛ}}{10};$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети;

$L_{КЛ}$ – длина кабельной линии;

Коэффициент чувствительности ОЗЗ определяется по формуле:

$$K_{ч.ОЗЗ} = \frac{I_{С.сум} - I_{С.КЛ}}{I_{СЗ.ОЗЗ}}; \quad (145)$$

где $I_{С.сум}$ – суммарный емкостный ток сети;

Согласно [9] коэффициент чувствительности ОЗЗ для кабельных линий должен быть не менее 1,25.

7.4.3 Защита от дуговых замыканий

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) применяется для защиты сборных шин и элементов ошиновки распределительных устройств 6-10 кВ, размещенных в ячейках КРУ, от внутренних коротких замыканий, сопровождаемых электрической дугой.

Данные повреждения в замкнутых пространствах ячеек сопровождаются возникновением повышенного давления и температуры, что в ряде случаев похоже на взрыв. Дуговые замыкания представляют наивысшую опасность для людей и оборудования и должны отключаться за минимально возможное время.

На сегодняшний день стандартным исполнением дуговой защиты являются отдельные оптические регистраторы дуги в каждой ячейке КРУ, к которым подключаются волоконно-оптические датчики (ВОД).

ВОД размещаются по одному в каждом отсеке ячейки КРУ:

- в отсеке ввода;
- в отсеке выкатного элемента;
- в кабельном отсеке;
- в пространстве шинного моста.

При дуговом КЗ каждый ВОД фиксирует световую вспышку от электрической дуги и формирует сигнал «Срабатывание», которые передается по ВОЛС на МП терминал ЗДЗ. В свою очередь МП терминал ЗДЗ на основании

сигналов «Срабатывания» от ВОД формирует команды на отключение соответствующих выключателей с целью ликвидации дугового КЗ.

Для предотвращения неправильной работы ЗДЗ предусматривается токовый контроль - сигнал на отключение выдается МП терминалом ЗДЗ только при наличии 2-х факторов:

- сигнала «Срабатывание» от ВОД;
- сигнала «Запуск МТЗ» от терминала защиты (терминала защиты ввода КРУ или терминала защиты стороны ВН трансформатора).

При наличии только сигнала «Срабатывание» от ВОД без сигнала «Запуск МТЗ» отключение выключателей от ЗДЗ не происходит и МП терминал ЗДЗ выдает сигнал «Неисправность ВОД».

7.4.4 Автоматический ввод резерва

Автоматическое включение резервного (АВР) оборудования (трансформаторов, линий, секции шин, электродвигателей и т.п.) применяется для повышения надежности работы энергосистемы, бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией и уменьшения народнохозяйственного ущерба, вызываемого недоотпуском электроэнергии.

Несмотря на различие схем АВР, все они выполняются по одной структурной схеме: отключается выключатель основного источника питания и включается выключатель резервного источника питания.

К схемам АВР предъявляются следующие требования:

- 1) Срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине;
- 2) Обеспечивать однократность действия;
- 3) Иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключенном основном выключателе;
- 4) Иметь минимальное время действия;
- 5) Иметь устройства для ввода и вывода из работы;
- 6) Не срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения;

7) Иметь пусковой орган, контролирующий отсутствие напряжения.

В зависимости от схемы выполнения к устройствам АВР могут предъявляться и другие требования, обусловленные конкретными условиями работы.

В качестве пусковых органов в схемах АВР чаще всего применяются минимальные реле напряжения. Возможно использование минимального реле напряжения и минимального реле тока, а также – реле понижения частоты.

Пусковые органы минимального напряжения должны срабатывать только при полном исчезновении напряжения и не должны приходить в действие при понижении напряжения, вызванном удаленными КЗ или самозапуском двигателей.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения выбирается по следующим условиям:

$$\begin{cases} U_{\text{с.р.1}} \leq \frac{U_{\text{ост.КЗ}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot n_{\text{TV}}}; \\ U_{\text{с.р.1}} \leq \frac{U_{\text{с/зап}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot n_{\text{TV}}}; \end{cases} \quad (146)$$

где $U_{\text{ост.КЗ}}$ – наименьшее остаточное напряжение при трехфазном КЗ;

$U_{\text{с/зап}}$ – наименьшее напряжение при самозапуске двигателей после отключения коротких замыканий;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле;

n_{TV} – коэффициент трансформации ТН.

За расчетное значение напряжения срабатывания реле принимается меньшее.

В практических расчетах обычно вышеприведенные условия выполняются при:

$$U_{c.p.1} = 0,25 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{n_{\text{TV}}}; \quad (147)$$

$$U_{c.p.1} = 0,25 \cdot \frac{10000}{100} = 25 \text{ В};$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР:

$$t_{\text{АВР}} = t'_{\text{рз.макс}} + \Delta t; \quad (148)$$

$$t_{\text{АВР}} = t''_{\text{рз.макс}} + \Delta t; \quad (149)$$

где $t'_{\text{рз.макс}}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t''_{\text{рз.макс}}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt – ступень селективности.

Уставка реле контроля наличия напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{c.p.2} \geq \frac{U_{\text{мин.раб}}}{k'_n \cdot k'_B \cdot n_{\text{TV}}}; \quad (150)$$

где $U_{\text{мин.раб}}$ – минимальное рабочее напряжение;

k'_n – коэффициент надежности;

$$U_{c.p.2} = \frac{0,95 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,1 \cdot 100} = 72 \text{ В};$$

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ) должна с некоторым запасом превышать время включения выключателя резервного источника питания:

$$t_{\text{РОВ}} = t_{\text{вкл. Q}} + t_{\text{зап}}; \quad (151)$$

где $t_{\text{зап}}$ – время запаса;

$t_{\text{вкл. Q}}$ – время включения резервного выключателя.

7.4.5 Логическая защита шин

Логическая защита шин (ЛЗШ) является неотъемлемой частью системы релейной защиты и автоматики распределительных устройств 6-35 кВ.

Большое количество присоединений в таких сетях не позволяют эффективно использовать дифференциальные защиты шин и неполные дифференциальные защиты шин, а простые защиты, вроде МТЗ, не могут выполнить селективное отключение короткого замыкания на шинах 6-35 кВ без выдержки времени.

При коротком замыкании на шинах 10 кВ логическая защита шин устраняет его практически без выдержки времени (0,1-0,15 с).

ЛЗШ – это распределенная защита. Она не находится в одном конкретном терминале, а распределена по защитам ВВ, СВ и отходящих присоединений.

Отключающая токовая ступень ЛЗШ, работающая с минимальной выдержкой времени (0,1-0,15 с), реализуется в терминалах защит ВВ и СВ.

В терминалах защит отходящих присоединений 10 кВ реализуется функция блокировки действия ЛЗШ при КЗ на присоединениях 10 кВ, позволяющая устранить КЗ нижестоящим защитами.

Рассмотрим принцип работы ЛЗШ на примере возникновения внутреннего КЗ на шинах 10 кВ, представленном на рисунке 27.

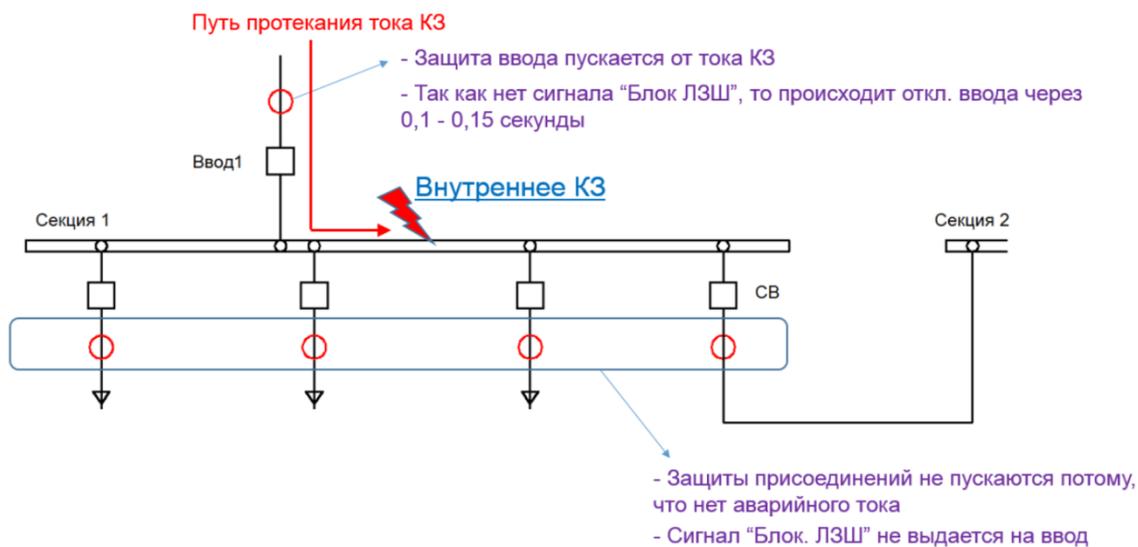


Рисунок 27 – Принцип действия ЛЗШ при внутреннем КЗ

При внутреннем КЗ на шинах 10 кВ ток КЗ протекает от энергосистемы через ТТ защиты ввода к точке КЗ, при этом срабатывает МТЗ и отдельная ускоренная ступень ЛЗШ защиты ввода.

Защиты присоединений не срабатывают потому, что через них ток КЗ не протекает и сигнал «Блокировка ЛЗШ» не выдается.

Так как блокирующий сигнал отсутствует, ускоренная ступень ЛЗШ защиты ввода отключает выключатель ввода за время 0,1-0,15 с.

Теперь рассмотрим принцип работы ЛЗШ при внешнем КЗ на линии 10 кВ. Пример представлен на рисунке 28.

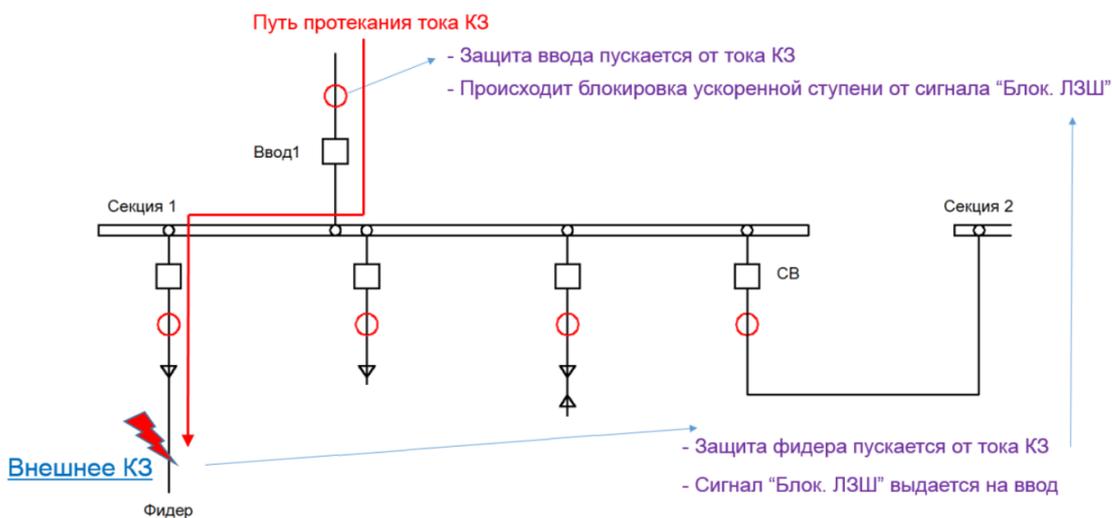


Рисунок 28 – Принцип действия ЛЗШ при внешнем КЗ

При внешнем КЗ на линии 10 кВ ток КЗ протекает от энергосистемы, через ТТ защиты ввода и ТТ защиты фидера, к точке КЗ, при этом происходит пуск защиты ввода (МТЗ и отдельной ускоренной ступени ЛЗШ) и защиты фидера (МТЗ и, возможно, ТО).

Защита фидера мгновенно выдает сигнал «Блокировка ЛЗШ» на защиты ввода, защита ввода принимает сигнал и блокирует ускоренную ступень ЛЗШ, при этом МТЗ ввода остается в работе.

Защита фидера отключает свой выключатель для устранения КЗ, МТЗ ввода возвращается. При отказе защиты фидера, КЗ устраняет МТЗ ввода с выдержкой времени.

7.4.6 Устройство резервирования выключателя

Устройство резервирования выключателя (УРОВ) – это устройство или алгоритм, который выполняет ближнее резервирование, т.е. дополняет установленные на конкретном объекте защиты.

Принцип действия УРОВ заключается в следующем: если на защищаемом участке происходит короткое замыкание и срабатывание его защиты, но при этом выключатель по каким-то причинам это КЗ не устраняет, то УРОВ выдает команду на отключение смежных выключателей, через которые идет подпитка точки КЗ. Делается это с определенной выдержкой времени для отстройки от времени действия выключателя. Контроль отключения выключателя выполняется при помощи измерения первичного тока и фиксации положения выключателя

До появления цифровой релейной защиты УРОВ представляет собой отдельный шкаф с электромеханическими реле и применялся только на высоком напряжении.

В настоящее время УРОВ – это распределенный алгоритм, реализующийся в нескольких микропроцессорных терминалах. Развитие цифровых технологий значительно снизило стоимость реализации УРОВ и теперь он активно применяется на всех классах напряжения, начиная с 6 кВ.

Принцип действия УРОВ на секции 10 кВ представлен на рисунке 29.

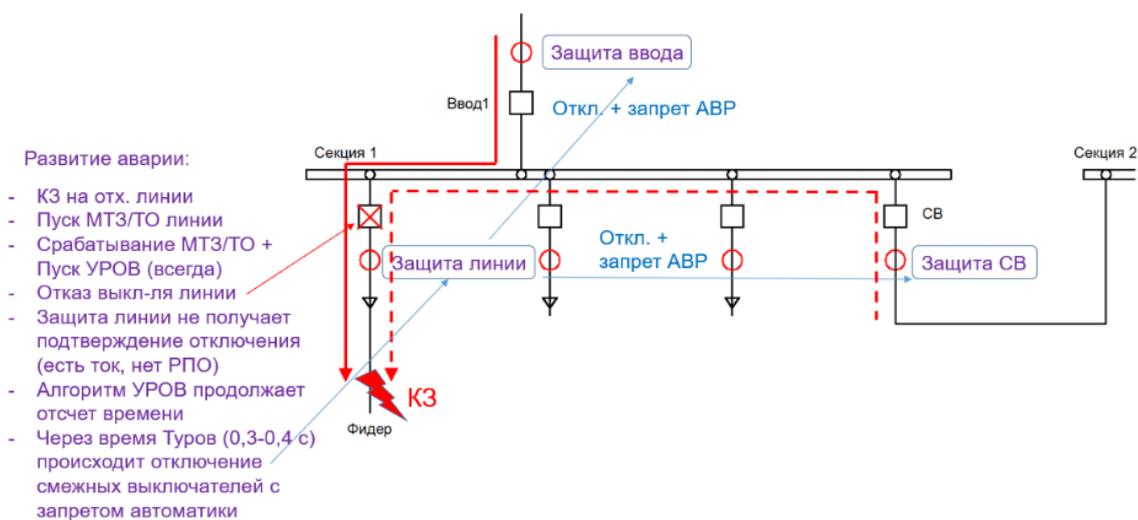


Рисунок 29 – Принцип действия УРОВ на секции 10 кВ

Применение УРОВ позволяет гораздо быстрее отключает близкие КЗ, которые являются наиболее опасными. При удаленных КЗ, либо когда на присоединении установлена только МТЗ, выигрыш во времени отключения составляет в среднем одну ступень селективности.

Использование УРОВ совместно с ЛЗШ обеспечивает выполнение повышенных требований на особо ответственных объектах к надежности отключения короткого замыкания за наименьший промежуток времени.

8 ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Защита ПС от прямых ударов молний осуществляется посредством четырех отдельностоящих молниеотводов высотой 37,05 м, расположенных на прожекторных мачтах типа ПМС-29.3.

При расчете защищаемых зон степень надежности защиты принята 0,995.

Расчетная высота защищаемой зоны принята равной высоте подвеса гибкой ошиновки ОРУ 110 кВ, которая составляет 11,35 м.

При расчете зоны действия молниезащиты использовалась методика, представлена в [15].

Расстояния между молниеотводами не превышает $4h$, поэтому зоны защиты многократных молниеотводов определяются как зоны защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

Эффективная высота молниеотвода определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h; \quad (152)$$

где h – высота молниеотвода, м;

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 37,05 = 31,5 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \quad (153)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 37,05) \cdot 37,05 = 38,01 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right); \quad (154)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

$$r_x = 38,01 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{31,5}\right) = 24,311 \text{ м};$$

Рассмотрим пару молниеотводов 1-2.

Наименьшая высота внутренней зоны определяется по формуле:

$$h_{cx12} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{12} - h); \quad (155)$$

где L_{12} – расстояние между молниеотводами 1 и 2, м;

$$h_{cx12} = 31,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 37,05) \cdot (82 - 37,05) = 23,351 \text{ м};$$

При условии $2h < L < 4h$ половина ширины внутренней зоны на уровне земли определяется по формуле:

$$r_{C0.12} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{12} - 2 \cdot h)}{h}\right); \quad (156)$$

$$r_{C0.12} = 38,01 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (82 - 2 \cdot 37,05)}{37,05}\right) = 36,389 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx.12} = r_{C0.12} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{cx12}}\right); \quad (157)$$

$$r_{cx.12} = 36,389 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{23,351}\right) = 18,702 \text{ м};$$

Рассмотрим пару молниеотводов 1-4.

Определим наименьшую высоту внутренней зоны:

$$h_{cx14} = 31,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 37,05) \cdot (72 - 37,05) = 25,163 \text{ м};$$

При условии $h < L < 2h$ половина ширины внутренней зоны на уровне земли определяется по формуле:

$$r_{C0.14} = r_0; \quad (158)$$

$$r_{C0.14} = 38,01 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx.14} = 38,01 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{25,163}\right) = 20,865 \text{ м};$$

Рассмотрим пару молниеотводов 1-3.

Расстояние между молниеотводами 1 и 3 определяется по формуле:

$$L_{13} = \sqrt{L_{12}^2 + L_{14}^2}; \quad (159)$$

$$L_{13} = \sqrt{82^2 + 72^2} = 109,124 \text{ м};$$

Определим наименьшую высоту внутренней зоны:

$$h_{CX13} = 31,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 37,05) \cdot (109,124 - 37,05) = 18,439 \text{ м};$$

Определим половину ширины внутренней зоны на уровне земли:

$$r_{C0.13} = 38,01 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (109,124 - 2 \cdot 37,05)}{37,05}\right) = 30,823 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx.13} = 30,823 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{18,439}\right) = 11,85 \text{ м};$$

Аналогичный расчет производится и для других сочетаний молниеотводов и результаты сводятся в таблицу 33. Зоны молниезащиты на плане ПС представлены на рисунке 30, а на разрезе ПС представлены на рисунке 31.

Таблица 33 – Результаты расчета зоны молниезащиты

Сочетание молниевыводов	$L, м$	$h_{CX}, м$	$r_{C0}, м$	$r_{CX}, м$
1 – 2	82,000	23,351	36,389	18,702
2 – 3	72,000	25,163	38,010	20,865
3 – 4	82,000	23,351	36,389	18,702
1 – 4	72,000	25,163	38,010	20,865
1 – 3	109,124	18,439	30,823	11,850
2 – 4	109,124	18,439	30,823	11,850

Таким образом, по проделанным расчетам и графическим построениям можно сделать вывод, что электрооборудование на ПС надежно защищено от прямого удара молнии.

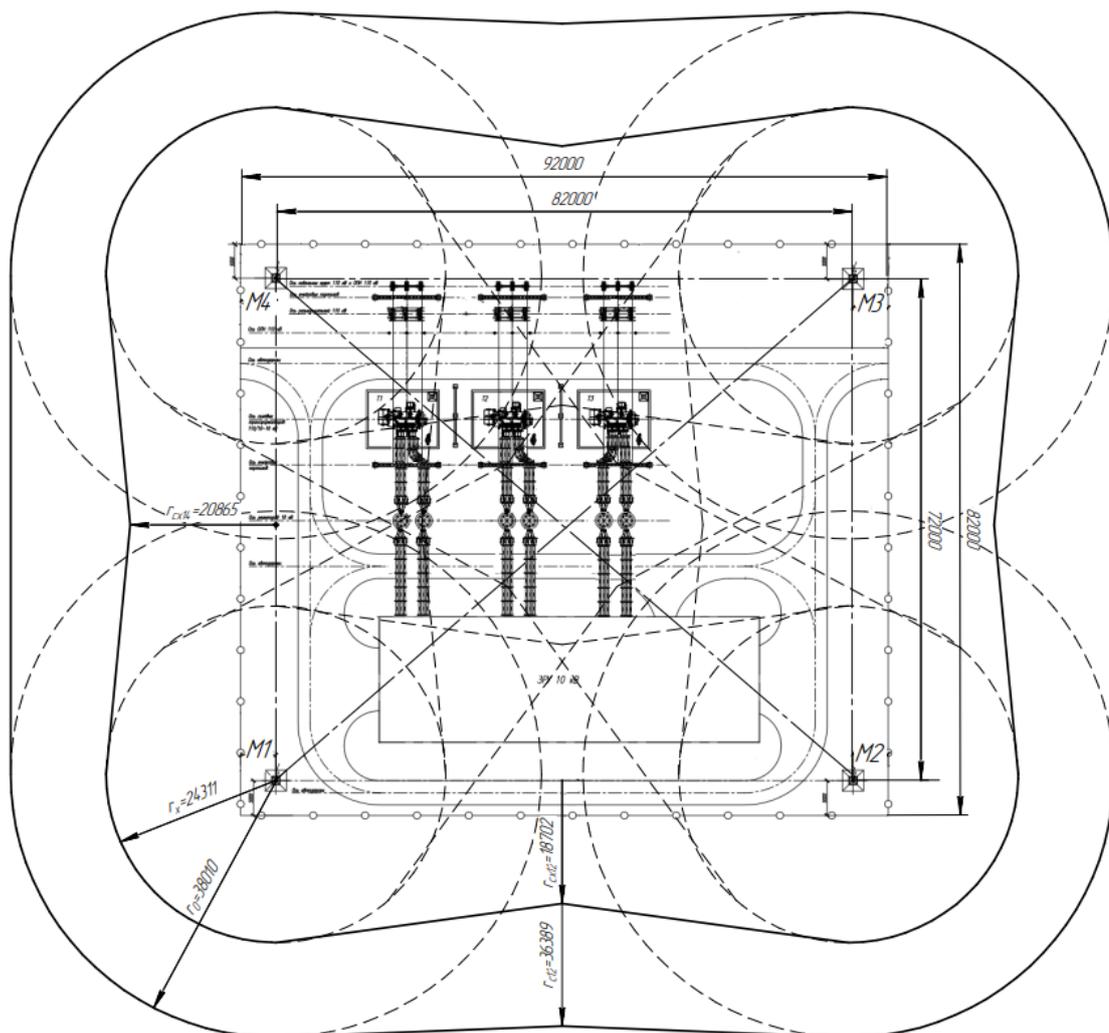


Рисунок 30– Зоны молниезащиты на плане ПС

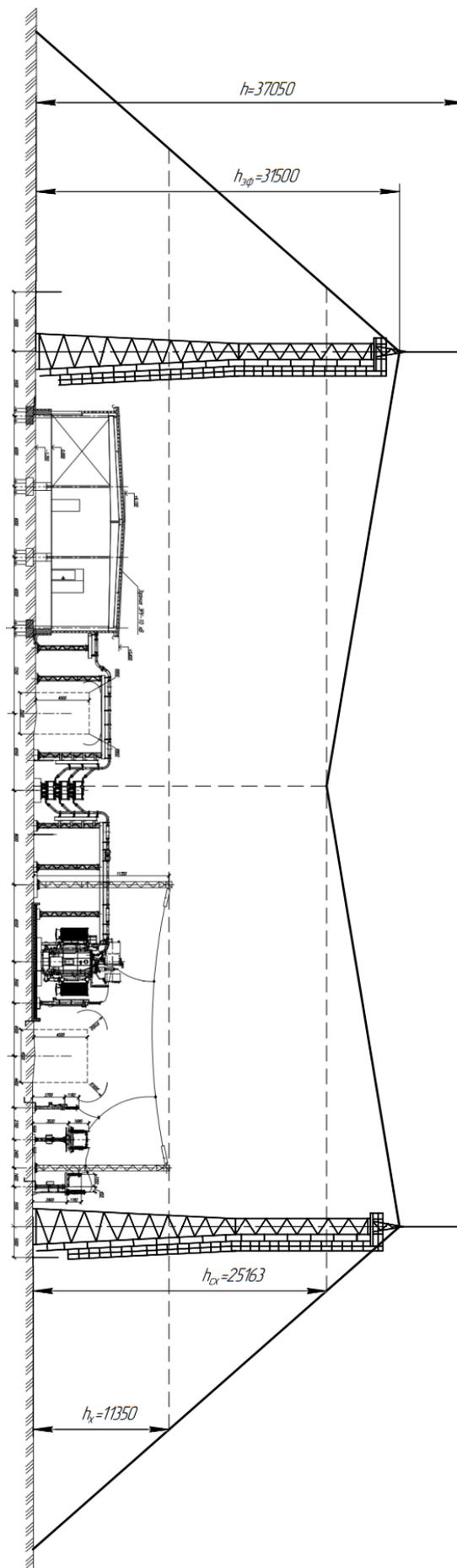


Рисунок 31 – Зоны молниезащиты на разрезе ПС

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

9.1 Расчёт капиталовложений

Капиталовложения в проект состоят из капитальных затрат на сооружение подстанции ($K_{ПС}$) и капитальных затрат на сооружение линий ($K_{Л}$). Все затраты на сооружение берутся из [16] в ценах 2000 года и переводятся с помощью индекс изменения сметной стоимости, который на 2022 год равен 11,51.

Суммарные капиталовложения определяются следующим образом:

$$K_{\Sigma} = K_{ПС} + K_{Л}; \quad (160)$$

Определим капитальные вложения на сооружение подстанции:

$$K_{ПС} = (K_{ОТ.З.} + K_{ПОСТ} + K_{РУ} + K_{ТР} + K_{Р}) \cdot K_{П} \cdot K_{З}; \quad (161)$$

где $K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, тыс.руб.;

$K_{РУ}$ – затраты на сооружение РУ, тыс.руб.;

$K_{ТР}$ – затраты на покупку силовых трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{Р}$ – затраты на покупку токоограничивающих реакторов, тыс.руб.;

$K_{ОТ.З.}$ – затраты на отведение земли под строительство ПС, тыс.руб.;

$K_{П}$ – индекс изменения сметной стоимости;

$K_{З}$ – районный коэффициент, для Дальнего Востока равен 1,4.

Определим затраты на отведение земли под строительство ПС:

$$K_{ОТ.З.} = S_{ОТ.З.} \cdot Ц_{ОТ.З.}; \quad (162)$$

где $Ц_{ОТ.З.}$ – цена отведения 1 м² земли, равна 7 руб/м²;

$S_{ОТ.З.}$ – площадь земли, отводимая под ПС, тыс. м²;

$$K_{от.з.} = 10 \cdot 7 = 70 \text{ тыс.руб.}$$

Постоянная часть затрат для ПС согласно [16] равна:

$$K_{пост} = 11000 \text{ тыс.руб.}$$

Определим капитальные затраты на строительство РУ:

$$K_{ру} = C_{выкл} \cdot n_{выкл}; \quad (163)$$

где $C_{выкл}$ – стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс.руб;

$n_{выкл}$ – количество выключателей;

$$K_{ру} = 160 \cdot 24 = 3840 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем капитальные затраты на установку трансформаторов:

$$K_{тр} = C_{тр} \cdot n_{тр}; \quad (164)$$

где $C_{тр}$ – стоимость ячейки одного трансформатора, тыс.руб;

$n_{тр}$ – количество трансформаторов;

$$K_{тр} = 19000 \cdot 3 = 57000 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем капитальные затраты на установку токоограничивающих реакторов:

$$K_{р} = C_{р} \cdot n_{р}; \quad (165)$$

где $C_{р}$ – стоимость одного токоограничивающего реактора, тыс.руб;

$n_{р}$ – количество токоограничивающих реакторов;

$$K_{р} = 650 \cdot 6 = 3900 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем суммарные капитальные затраты на сооружение ПС по формуле (161):

$$K_{ПС} = (70 + 11000 + 57000 + 3840 + 3900) \cdot 11,51 \cdot 1,4 = 1222000 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем капиталовложения на сооружение КЛ:

$$K_{\text{КЛ}} = C_{\text{КЛ}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot n_{\text{КЛ}} \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{З}}; \quad (166)$$

где $C_{\text{КЛ}}$ – удельная стоимость закупки и прокладки КЛ, тыс. руб/км;

$L_{\text{КЛ}}$ – длина трассы КЛ, км;

$n_{\text{КЛ}}$ – количество КЛ;

$$K_{\text{КЛ}} = 18000 \cdot 3,2 \cdot 3 \cdot 11,51 \cdot 1,4 = 2784000 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем суммарные капитальные затраты по формуле (160):

$$K_{\Sigma} = 1222000 + 2784000 = 4006000 \text{ тыс.руб.}$$

9.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию ЛЭП, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Sigma} = I_{\text{Эир}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W}; \quad (167)$$

$I_{\text{АМ}}$ – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, тыс.руб;

$I_{\text{Эир}}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, тыс.руб;

$I_{\Delta W}$ – затраты на компенсацию потерь электроэнергии, тыс.руб.

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования. Определим следующим образом:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{ср}}}; \quad (168)$$

где K_{Σ} – капиталовложения в сооружение, тыс.руб;

T_{cp} – срок службы оборудования, принимается равным 20 годам.

$$I_{AM} = \frac{4006000}{20} = 200305,077 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения следующим образом:

$$I_{ЭиР} = \alpha_{НОКЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{НОПС} \cdot K_{ПС}; \quad (169)$$

где $\alpha_{НОКЛ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию КЛ 110 кВ, принимаются равными 0,025;

$\alpha_{НОПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт ПС, равны 0,059.

$$I_{ЭиР} = 0,025 \cdot 2784000 + 0,059 \cdot 1222000 = 141687,018 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (170)$$

где ΔW - потери электроэнергии в сети, тыс.кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч.

Стоимость потерь в Амурской области принимаем равным – 2 руб/кВт·ч.

Потери электрической энергии в сети определяются следующим образом:

$$\Delta W = \Delta W_{КЛ} + \Delta W_{ТР}; \quad (171)$$

где $\Delta W_{КЛ}$ – потери электроэнергии в линиях, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{ТР}$ – потери электроэнергии в трансформаторах, тыс. кВт·ч.

Рассчитаем потери в линиях:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = 3 \cdot I_{\text{cp}}^2 \cdot r_0 \cdot l_{\text{тр}} \cdot T_{\text{max}} \cdot n_{\text{КЛ}}; \quad (172)$$

I_{cp} – среднее значение тока в линии, А;

r_0 – удельное сопротивление КЛ, Ом/км;

$l_{\text{тр}}$ – длина трассы КЛ, км;

T_{max} – продолжительность использования наибольшей нагрузки, ч;

$n_{\text{КЛ}}$ – число КЛ;

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = 3 \cdot 224^2 \cdot 0,129 \cdot 3,2 \cdot 5900 \cdot 3 = 1100 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \left(\Delta P_{\text{XX}} + \Delta P_{\text{К}} \cdot \left(\frac{S_{\text{H}}}{S_{\text{Тном}}} \right)^2 \right) \cdot T_{\text{max}} \cdot n_{\text{ТР}} \cdot 10^{-3}; \quad (173)$$

где ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, кВт;

$\Delta P_{\text{К}}$ – активные потери в меди при номинальной загрузке, кВт;

S_{H} – мощность нагрузки на трансформаторе, МВА;

$S_{\text{Тном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$n_{\text{ТР}}$ – количество трансформаторов;

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \left(100 + 400 \cdot \left(\frac{42,745}{100} \right)^2 \right) \cdot 5900 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 3064 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

Определяем суммарные потери электроэнергии по формуле (171):

$$\Delta W = 1100 + 3064 = 4164 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

Определяем издержки потерь электроэнергии по формуле (170):

$$И_{\Delta W} = 4164 \cdot 2 = 8328 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем суммарные издержки по формуле (167):

$$И_{\Sigma} = 141687,018 + 200305,077 + 8328 = 350318,962 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем среднегодовые приведенные затраты по формуле:

$$З = I_{\Sigma} + E_H \cdot K_{\Sigma}; \quad (174)$$

где I_{Σ} – суммарные эксплуатационные издержки, тыс.руб;

E_H – норматив дисконтирования, принимается равным 0,14;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения на сооружение проекта, тыс.руб.

$$З = 350318,962 + 0,14 \cdot 4006000 = 911173,177 \text{ тыс.руб.}$$

9.3 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока от нового проекта покрывает сумму вложенных в него средств. Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K_{\Sigma}}{П_{ч} + I_{AM}}; \quad (175)$$

где K_{Σ} – суммарные капитальные вложения, тыс.руб;

$П_{ч}$ – чистая прибыль, тыс.руб.;

I_{AM} – амортизационные отчисления, тыс.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$П_{ч} = O - I_{\Sigma} - Н; \quad (176)$$

где O – доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс. руб.;

I_{Σ} – суммарные издержки, тыс. руб.;

$Н$ – налог на прибыль, на 2022 год ставка налога составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{пер}}; \quad (177)$$

где $W_{\text{ПО}}$ - полезный отпуск, тыс. кВт·ч;

$T_{\text{пер}}$ - средний тариф на передачу электроэнергии, для Амурской области равен 1,9 тыс. руб./тыс. кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{ПО}} = P_{\text{Н}} \cdot T_{\text{max}}; \quad (178)$$

где $P_{\text{Н}}$ – активная мощность нагрузки ПС, тыс. кВт;

$$W_{\text{ПО}} = 143,77 \cdot 5900 = 7472000 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

Рассчитаем доход от полезного отпуска электроэнергии по формуле (177):

$$O = 1013000 \cdot 1,9 = 1420000 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается следующим образом:

$$H = 0,2 \cdot (O - I_{\Sigma}); \quad (179)$$

$$H = 0,2 \cdot (1420000 - 350318,962) = 213900 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль по формуле (176):

$$\Pi_{\text{ч}} = 1420000 - 350318,962 - 213900 = 855500 \text{ тыс.руб.}$$

Теперь находим срок окупаемости по формуле (175):

$$T_{\text{ок}} = \frac{4006000}{855500 + 200305,077} = 4 \text{ года.}$$

Срок окупаемости составил меньше 8 лет, что является хорошим экономическим показателем для проекта.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

При производстве работ в устройствах релейной защиты и автоматики необходимо соблюдать меры безопасности в соответствии с требованиями [22].

Работы по техническому обслуживанию устройств РЗА и вспомогательных цепей в действующих электроустановках производятся по нарядам или распоряжениям.

Работы повышенной опасности, выполняемые на выделенном участке вне действующих электроустановок, также должны выполняться по наряду.

Каждый работник, принимающий непосредственное участие в работах, обязан пройти медицинское освидетельствование и проверку знаний правил техники безопасности (получить соответствующую группу по технике безопасности), получить вводный инструктаж и целевой инструктаж на рабочем месте по технике безопасности, освоить методику проведения соответствующих работ с учетом требований правил техники безопасности, при необходимости - пройти стажировку под руководством опытного работника.

При работах необходимо пользоваться специальным электротехническим инструментом с изолированными ручками в соответствии с [3]; в частности, металлический стержень отверток должен быть изолирован. Изоляция должна оканчиваться на расстоянии не более 10 мм от конца жала отвертки.

При выполнении работ по техобслуживанию устройств РЗА следует обратить особое внимание на следующие указания.

а) Временные схемы, собираемые для наладки оборудования (снятие характеристик, осциллографирование и т.п.), должны выполняться на специальных столах. Запрещается применять столы с металлической рабочей поверхностью или с металлическим обрамлением. Изоляция соединительных проводников не должна быть нарушенной.

б) Временные питающие линии должны быть выполнены изолированным проводом (кабелем), надежно закреплены, а в местах прохода людей должны быть подняты на высоту не менее 2,5 м.

в) Питание временных схем для проверок и испытаний должно выполняться через автоматический выключатель с обозначением включенного и отключенного положений. Последовательно с выключателем в цепь питания устанавливается коммутационное устройство с видимым разрывом цепи (штепсельный разъем). При снятии напряжения со схемы первым выключается выключатель, а затем штепсельный разъем.

г) Сборку временных схем для электрических испытаний, переключение проводов в схеме, перестановку приборов и аппаратов в ней запрещается производить без снятия напряжения и создания видимого разрыва питающей сети.

д) При перерывах и окончании работ по техническому обслуживанию персонал, производивший работы, должен отключить линию временного питания с созданием видимого разрыва.

е) Металлические корпуса переносных приборов, аппаратов должны быть заземлены (заземлены и занулены).

ж) При использовании в работе комплектных испытательных устройств должны быть предусмотрены меры, предотвращающие доступ к выводам, находящимся под напряжением. При подключении испытательного устройства к цепям, которые могут быть заземлены (цепи тока, напряжения), необходимо убедиться в отсутствии гальванической связи между входными и выходными зажимами устройства. При наличии такой связи следует временно отключать заземления. Во всех случаях необходимо тщательно ознакомиться с правилами безопасности при пользовании испытательным устройством.

з) Рабочее место должно быть удобным и достаточно освещенным.

и) При производстве работ следует строго следить, чтобы левая и правая руки не прикасались одновременно к элементам или точкам схемы, находящимся под напряжением 36 В и более, и заземленным предметам и аппаратам

(заземленным корпусам панелей, приборов, стендов, батареям центрального отопления и др.).

к) При наличии в схемах устройств РЗА конденсаторов в случае необходимости работы в этих цепях конденсаторы должны быть разряжены.

л) Измерения следует производить сухими руками в одежде с опущенными рукавами, кольца и металлические браслеты должны быть сняты.

м) Работы в цепях и устройствах РЗА должны производиться по исполнительным схемам. Работа без схем, по памяти, запрещается.

Дистанционное включение и отключение первичных коммутационных аппаратов для опробования может производить работник, проводящий техническое обслуживание, с разрешения дежурного персонала (а в электроустановках без местного оперативного персонала - без получения такого разрешения).

Перед подачей оперативного напряжения для наладки и опробования схем коммутационных аппаратов, управление которыми производится из нескольких мест, должна быть устранена возможность управления ими с других мест (отключены цепи, вывешены плакаты "Не включать. Работают люди" или "Не открывать. Работают люди").

При работах в цепях вторичных обмоток трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постороннего источника отключаются автоматические выключатели и рубильники, установленные в цепях вторичных обмоток трансформаторов напряжения, во избежание обратной трансформации на сторону высокого напряжения.

При работах в цепях вторичных обмоток трансформаторов тока и трансформаторов напряжения следует учитывать следующее:

а) Все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление.

б) Запрещается снимать заземление вторичных обмоток трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, если они находятся под рабочим напряжением. Запрещается снимать заземление металлических корпусов устройств РЗА, находящихся в работе.

в) При необходимости переключений в цепях вторичных обмоток трансформаторов тока при протекании тока через его первичную обмотку вторичная обмотка должна быть предварительно закорочена на специальных выводах или на контрольных штекерах испытательных блоков. Переключения должны производиться с диэлектрического коврика. Откручивание винтов, крепящих провода, следует производить медленно, одной рукой, не касаясь другой рукой ни вторичной коммутации, ни корпуса панели, при появлении малейшего искрения, треска винт следует немедленно закрутить обратно и еще раз тщательно проверить подготовительную схему. При раскорачивании токовых цепей измерительных трансформаторов тока должны быть немедленно прекращены все работы в устройствах РЗА и в аварийном порядке отключены коммутационные аппараты в цепях первичных обмоток этих трансформаторов тока.

г) При проверке полярности обмоток трансформаторов тока импульсами постоянного тока измерительный прибор должен быть предварительно надежно присоединен к выводам вторичной обмотки, только после этого в первичную обмотку можно подавать импульс тока.

д) Вторичные токовые цепи измерений и защиты должны подсоединяться к выводам вторичных обмоток трансформаторов тока только после полного окончания монтажа всех цепей.

При выполнении работ в цепях статора вращающегося невозбужденного генератора (измерение значения остаточного напряжения, чередования фаз и т.п.) принять меры по блокированию включения АГП, предварительно проверить отсутствие большого значения напряжения на вторичной обмотке измерительного трансформатора напряжения. Работы следует производить в диэлектрических перчатках или диэлектрических галошах.

Настройка, проверка и измерение фильтров присоединения высокочастотной части дифференциально-фазных защит, устройств ВЧТО, АНКА, отборов напряжения разрешается на действующем высокочастотном канале.

При этом нижняя обкладка конденсатора связи должна быть заземлена по нормальной схеме через линейную катушку фильтра присоединения или зазем-

ляющий дроссель с разрядником, включенным между нижней обкладкой конденсатора связи и землей.

Подключать и отключать приборы в цепи между конденсатором связи и фильтром присоединения и в шкафу отбора напряжения разрешается только при наглухо заземленной с помощью заземляющего ножа обкладки конденсатора связи.

10.2 Экологичность

Одним из наиболее важных требований, предъявляемых к современным видам производства, является экологичность. В рассматриваемом случае особые требования должны предъявляться к маслonaполненным трансформаторам, а точнее к системе отвода масла. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях силовых трансформаторов, использующих масло, в соответствии с [9] должны быть оборудованы маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующего перечня требований:

1) Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т;

2) Объем маслоприемника с отводом масла необходимо рассчитывать с учетом единовременного приема масла в объеме 100 %;

3) Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла из одного маслоприемника в другой, а также растекание масла по подземным сооружениям, распространение пожара и так далее;

4) Маслоприемники для трансформаторов с массой масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла.

5) Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными. Дно незаглубленного маслоприемника находится на уровне окружающей планировки;

б) При монтажке маслonaполненного трансформатора на железобетонном перекрытии здания устройство маслоотвода является необходимым требованием;

7) Маслоотводы должны выполнять отвод масла и воды, используемой в тушении пожара, из маслоприемника автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное расстояние. 50 % масла и полный объем воды должно быть удалено в течении четверти часа.

8) Маслосборники должны быть выполнены в закрытом исполнении, а также должны вмещать полный объем масла одного оборудования с наибольшим количеством масла, а также 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения.

Произведем расчет маслоприемника под устанавливаемый на ОРУ 110 кВ маслonaполненный силовой трансформатор ТРДЦН–100000/110 УХЛ1, параметры и габариты которого приведены в таблице 34. Расчет проведем в соответствии с [1].

Таблица 34 – Параметры и габариты ТРДЦН–100000/110 УХЛ1

Наименование параметра	Значение параметра
Длина (А);	7,9 м
Ширина (В);	5,14 м
Высота (Н);	6,8 м
Масса масла ($M_{т.м.}$);	27 т

Объем масла в трансформаторе превышает 20 т, следовательно при расчете системы маслоприемника необходимо учитывать отвод масла по маслоотводу в маслосборник. Конструкция маслоприемника с отводом масла и воды представлена на рисунке 32.

При массе масла от 10 до 50 тонн габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м. На рисунке 33 показаны размеры для расчета длины и ширины маслоприемника.

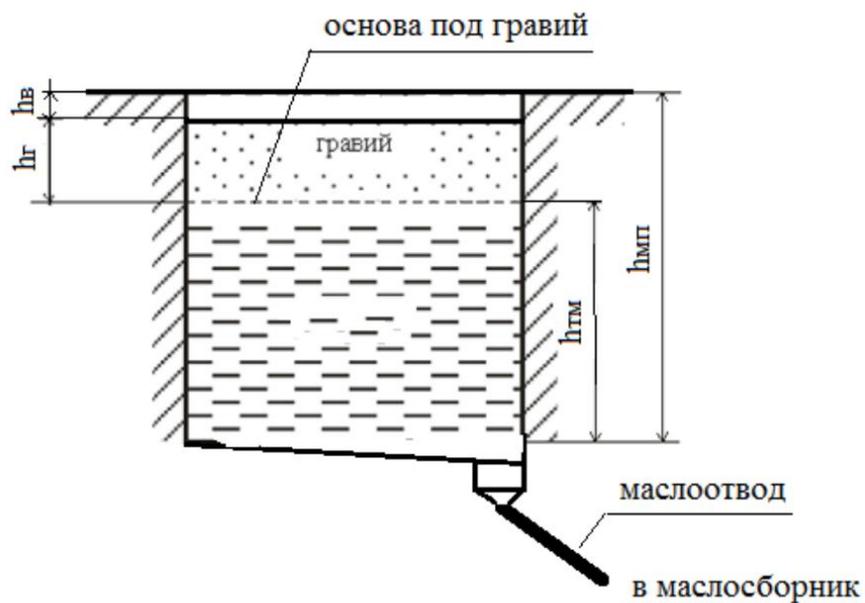


Рисунок 32 – Конструкция маслоприемника с отводом масла и воды

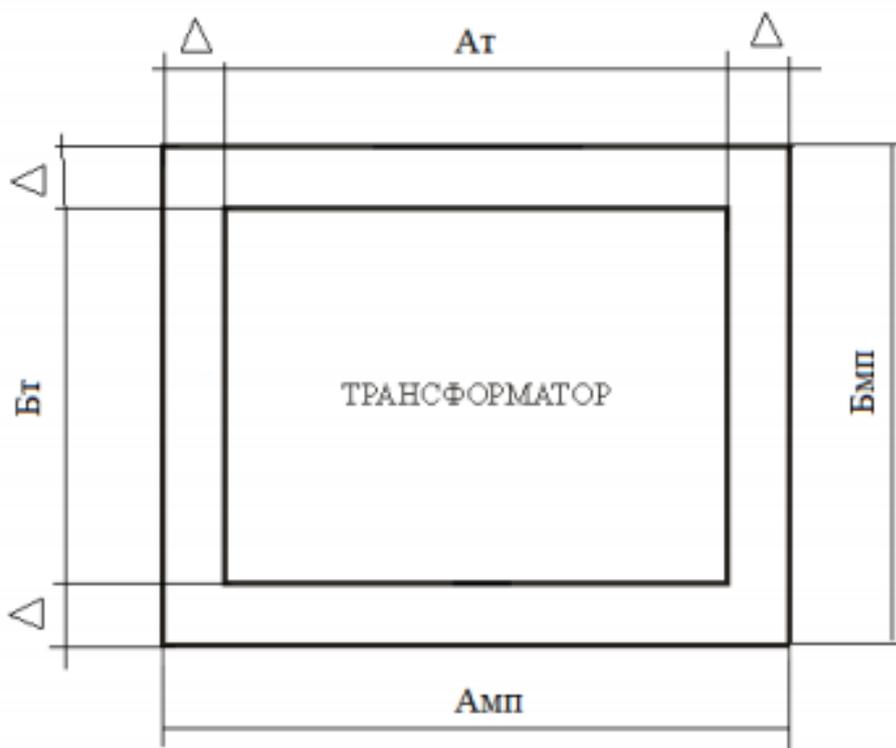


Рисунок 33 – Расчет габаритов маслоприемника

Определим длину маслоприемника:

$$A_{мп} = A_{т} + 2 \cdot \Delta; \tag{180}$$

где A_T – длина трансформатора, м;

Δ - нормативное расстояние, на которое габариты маслоприемника должны превышать габариты трансформатора для данного типа трансформатора, м;

$$A_{МП} = 7,9 + 2 \cdot 1,5 = 10,9 \text{ м};$$

Определим ширину маслоприемника:

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta; \quad (181)$$

где B_T – ширина трансформатора, м;

$$B_{МП} = 5,14 + 2 \cdot 1,5 = 8,14 \text{ м};$$

Далее рассчитаем площадь, занимаемую маслоприемником:

$$S_{МП} = A_{МП} \cdot B_{МП}; \quad (182)$$

$$S_{МП} = 10,9 \cdot 8,14 = 88,73 \text{ м}^2;$$

Далее для расчетов примем конструкцию маслоприемника с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий с толщиной слоя 0,25 м.

Определим объем трансформаторного масла:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}}; \quad (183)$$

где $M_{ТМ}$ – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{ТМ}$ – плотность трансформаторного масла, кг/м³;

$$V_{ТМ} = \frac{27000}{890} = 30,34 \text{ м}^3;$$

Глубина маслоприемника рассчитывается по выражению:

$$h_{МП} = h_{ТМ} + h_B + h_{ГР}; \quad (184)$$

где $h_{\text{ТМ}}$ – глубина маслоприемника для приема 100% масла;

$h_{\text{В}}$ – размер воздушного зазора между гравием и нулевой отметкой ОРУ;

$h_{\text{ГР}}$ – толщина прослойки гравия;

Определим глубину маслоприемника для приема 100% масла:

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{ТМ}}}; \quad (185)$$

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{30,34}{88,73} = 0,34 \text{ м};$$

Определим глубина маслоприемника:

$$h_{\text{МП}} = 0,34 + 0,075 + 0,25 = 0,665 \text{ м};$$

Объёма маслосборника определяется по выражению:

$$V_{\text{МС}} = V_{\text{ТМ}} + V_{\text{ВОДЫ}}; \quad (186)$$

где $V_{\text{ТМ}}$ – объём используемого трансформаторного масла;

$V_{\text{ВОДЫ}}$ – объём воды, используемой при тушении пожара;

Объём воды, используемой при тушении пожара определяется по следующей формуле:

$$V_{\text{ВОДЫ}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}) \quad (187)$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с·м²);

t – нормативное время пожаротушения, с;

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м²;

Определяем площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_{\text{T}}(A_{\text{T}} + B_{\text{T}}); \quad (188)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 6,8 \cdot (7,9 + 5,14) = 177,4 \text{ м}^2;$$

Далее определим объем воды, используемый для тушения пожаров:

$$V_{\text{воды}} = 0,0002 \cdot 1800 \cdot (88,73 + 177,4) = 95,8 \text{ м}^3;$$

Таким образом, минимальный объем маслосборника будет равен:

$$V_{\text{мс}} = 30,34 + 95,8 = 126,14 \text{ м}^3;$$

10.3 Чрезвычайные ситуации

10.3.1 Действия персонала при возникновении пожара

Немедленно вызвать пожарную охрану по телефону, при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию.

Определить место возникновения пожара, оценить обстановку (площадь возгорания, объем масла в горящем маслонаполненном оборудовании и т.д.), спрогнозировать распространение горения и возможность образования новых очагов на другом электрооборудовании.

Сообщить о пожаре лицам в соответствии с действующей схемой передачи оперативной информации, принять посильные меры по эвакуации людей и приступить к тушению пожара имеющимися первичными средствами пожаротушения.

До прибытия пожарного подразделения, руководитель тушения пожара (РТП), непосредственно находящийся на месте пожара, обязан организовать:

- выполнение операций по отключению энергетического оборудования, находящегося в зоне пожара (кроме оборудования, напряжением до 0,4 кВ, которое по условиям технологии производства в процессе ликвидации пожара не может быть обесточено);
- удаление с места пожара всех посторонних лиц;
- установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);
- проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае ее отказа включить в ручную;
- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;

– тушение пожара персоналом и имеющимися средствами пожаротушения (при возможности);

– встречу пожарных подразделений лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники.

После прибытия на место пожара пожарных подразделений МЧС России, руководителем тушения пожара является руководитель этого подразделения. Руководитель тушения пожара управляет на принципах единоначалия личным составом пожарных подразделений.

До прибытия пожарного расчёта необходимо принять меры по созданию безопасных условий работы:

– подготовить переносные заземления для пожарных стволов и автомобилей;

– подготовить диэлектрические боты и диэлектрические перчатки;

– заполнить бланк допуска на тушение пожара;

Проинформировать РТП о безопасных маршрутах движения личного состава пожарных подразделений на позиции ствольщиков.

Указать подъездные пути к месту пожара и к пожарным гидрантам. Выдать средства защиты, указать места установки пожарных машин и подключения заземлений

Проверить заземление пожарных автомобилей и пожарных стволов.

Провести инструктаж всему личному составу пожарного подразделения, прибывшего к месту пожара (указать, что находится под напряжением и безопасные расстояния до токоведущих частей энергооборудования, проинформировать о проведённых подготовительных мероприятиях по отключению и заземлению оборудования и мерах безопасности при тушении электроустановок, а также по соблюдению мер безопасности при нахождении на объекте).

Выдать письменное разрешение (допуск) на тушение пожара руководителю прибывшего пожарного подразделения МЧС России.

Руководители структурных подразделений объекта, оперативный персонал энергообъекта должен оказывать помощь РТП. Вмешиваться в действия РТП запрещается.

10.3.2 Порядок организации тушения пожаров на оборудовании энергетических объектов под напряжением

Необходимость тушения пожара на элементах оборудования, находящегося под напряжением до 1000 В, определяется невозможностью снять напряжение переменного и постоянного тока с цепей вторичной коммутации из-за недопустимости потери управления оборудованием, что может привести к тяжелым последствиям для технологии энергетического производства и режима работы энергосистемы.

В предприятии электрических сетей на всех уровнях управления распоряжениями главных технических руководителей утверждается перечень конкретного оборудования, которое по условиям технологии не может быть обесточено в случае возникновения пожара.

Для помещений (сооружений) с электротехническим оборудованием напряжением до 0,4 кВ, которое не может быть обесточено при пожаре, корректируются (или вновь разрабатываются) оперативные карточки действий персонала при пожаре, в них указывается:

- расположение не отключенного оборудования;
- необходимые операции по отключению энергетического оборудования, находящегося в зоне пожара;
- места размещения заземляющих устройств, защитных средств и средств пожаротушения;
- возможные маршруты движения пожарных расчетов к месту пожара.

При выполнении работ по тушению пожаров с использованием пожарной техники начальником смены станции, дежурным инженером подстанции (электромонтером по обслуживанию подстанции, электромонтёром ОВБ, руководителем структурного подразделения) выдается письменный допуск на тушение

энергетического оборудования под напряжением до 0,4 кВ прибывшему старшему смены пожарного подразделения МЧС России.

10.3.3 Требования безопасности при выполнении работ по тушению пожара

Оборудование подстанций, находящееся под напряжением выше 1000В должно быть обесточено перед допуском подразделений пожарной охраны МЧС России к тушению пожара.

Пожары на оборудовании, находящемся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из заземлённых ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

При тушении пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (тоннеля) пеной производится предварительное закрепление пеногенераторов, их заземление, а также заземление насосов пожарных автомобилей. При подаче воды от внутреннего водопровода заземляются только стволы.

Работа водителя пожарного автомобиля допускается только в диэлектрических ботах и перчатках.

Устройства для заземления пожарных стволов, пеногенераторов и насосов пожарных автомобилей должны быть выполнены из гибких медных проводов, сечением не менее 10 мм², снабженных специальными струбцинами для подключения к заземленным конструкциям (металлическим опорам отходящих воздушных линий электропередач, обсадным трубам артезианских скважин, шурфов и т.п.).

Сечения гибких медных жил проводов устройств для заземления пожарных стволов, пеногенераторов и насосов пожарных автомобилей выбираются в соответствии с НТД по применению и испытания средств защиты, используемых в электроустановках. Ручные пожарные стволы и насосы пожарных автомобилей должны заземляться отдельными заземлителями.

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав пожарных подразделений и персонал организации обязан выполнить следующие требования:

а) работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при задымлении - в средствах индивидуальной защиты органов дыхания.

б) находиться на безопасном расстоянии до электроустановок.

в) заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

Личному составу пожарных подразделений и персоналу организации запрещается:

а) самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие операции с электрооборудованием.

б) осуществлять тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров.

в) использовать в качестве огнетушащего вещества морскую воду, а также воду с добавлением пенообразователей, смачивателей и солей.

Личный состав пожарных подразделений МЧС России должен не реже 1 раза в год проходить инструктаж и участвовать в совместных противопожарных тренировках на специальных полигонах (тренажерах) или выведенном в ремонт оборудовании для изучения и отработки действий по ликвидации пожаров на оборудовании ПС 110кВ и выше после проведения соответствующего инструктажа.

Позиции ствольщиков, с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок, определяются и уточняются в ходе проведения пожарно-тактических занятий (учений) и отмечаются в плане пожаротушения (оперативных карточках).

Количество и хранение заземляющих устройств (переносных заземлений), диэлектрических комплектов (боты и перчатки) на ПС определяется планом пожаротушения или оперативной карточкой действий персонала при пожаре.

Проверка годности заземляющих устройств и диэлектрических комплектов (боты перчатки) должна проводиться в соответствии с действующими НТД.

При выполнении развертывания по прибытии к месту вызова личный состав пожарного подразделения:

- определяет расстановку сил и средств, исходя из обстановки на пожаре, а также с учетом маршрутов движения к очагу горения и мест заземления, согласованных с оперативным персоналом энергообъекта;

- заземляет ручной пожарный ствол, подключая его с помощью специальных струбцин и провода к заземляющему устройству (контур заземления) в указанном месте;

- прокладывает рукавную линию от пожарного автомобиля до позиции ствольщика;

- заземляет насос с помощью специальных струбцин и провода путем подключения в указанном месте к стационарному контуру заземления или заземленным конструкциям.

После ликвидации пожара личным составом пожарного подразделения:

- прекращается подача огнетушащих веществ;

- отсоединяются струбцины от контура заземления и заземляющих устройств;

- осуществляется отход с позиций по безопасным маршрутам, указанным руководителем тушения пожара или оперативным должностным лицом на пожаре.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате данной выпускной квалификационной работы был выполнен проект релейной защиты и автоматики для ПС 110/10 кВ ГПП-1 Амурского газохимического комплекса.

Первым этапом выполнения ВКР являлся анализ схемы внешнего электроснабжения предприятия ООО «Амурский газохимический комплекс», географической и климатической характеристики района объекта проектирования.

Далее был выполнен выбор главной схемы подстанции, конструкции и сечения питающих линий, количества и мощности силовых трансформаторов.

Следующим этапом был расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах в характерных точках сети для выбора и проверки электрооборудования, а также расчета уставок релейной защиты и автоматики. В ходе расчетов для ограничения токов КЗ принято решение установить токоограничивающие реакторы.

По результатам расчета токов КЗ был выполнен расчет уставок для основных и резервных защит силового трансформатора, ошиновки НН, кабельной линии 110 кВ, присоединений 10 кВ. По результатам расчета построены характеристики срабатывания защит, на листах представлены схемы микропроцессорных терминалов ООО НПП «ЭКРА».

Для защиты ПС от прямых ударов молнии принято решение установить 4 отдельностоящих молниеотводов высотой 37,05 м, расположенных на прожекторных мачтах типа ПМС-29.3. Расчет зоны молниезащиты выполнен со степенью надежности 0,995.

В разделе технико-экономического описания произведен расчет капиталовложений, эксплуатационных издержек и срока окупаемости. Результаты расчета свидетельствуют об инвестиционной привлекательности проекта.

В разделе, посвященном безопасности и экологичности, были рассмотрены меры безопасности при производстве работ в устройствах РЗА и действия персонала при ЧС, произведен расчет габаритов маслоприемника.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Булгаков, А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

2 ГОСТ 9920-89 «Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции».

3 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках /Утв. Приказом Минэнерго от 30.06.03 № 261.

4 Козлов А.Н. Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций: учебное пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева ; Изд. 2-е, испр. и доп. – Благовещенск, Изд-во АмГУ, 2013. – 315 с.

5 Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ, РАО «ЕЭС России», Москва, 2000.

6 Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ, РАО «ЕЭС России», Москва, 2001.

7 Мясоедов, Ю.В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 1 / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 104 с. URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7128.pdf (дата обращения: 02.04.2022).

8 Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений: Методические указания по курсовому и дипломному проектированию / Сост. С. А. Тимофеев. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2003. 50 с.

9 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2010.

10 Руководящие указания по организации системы оперативного постоянного тока на подстанциях 110-220 кВ и выше.

11 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110–500 кВ: расчеты. Москва : Энергия, 1980. 88 с.

12 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ: расчеты. Москва : Энергоатомиздат, 1985. 96 с

13 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. Москва : Энергия, 1966. 172 с.

14 Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с.

15 СП 131.13330.2018 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология».

16 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

17 СТО 56947007- 29.060.20.071-2011 Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Условия создания. Нормы и требования.

18 СТО 56947007- 29.120.40.041-2010 «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования», ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 г.

19 СТО 56947007- 29.120.40.216-2016 «Методические указания по выбору оборудования СОПТ».

20 СТО 56947007-29.120.70.099–2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства НПП «ЭКРА». Москва : ФСК ЕЭС, 2011. 216 с.

21 СТО 56947007-29.240.10.028–2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ. Москва : ФСК ЕЭС, 2009. 96 с.

22 СТО 56947007-29.240.30.004-2008 «Инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций», ОАО «ФСК ЕЭС».

23 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» ОАО «ФСК ЕЭС», Москва 2007 г.

24 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на 2021–2025 годы. – М. : АО НТЦ ЕЭС, 2021. – 196 с.

25 Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясо-едов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013. – 201 с.

26 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2012. – 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Эквивалентные преобразования схем замещения

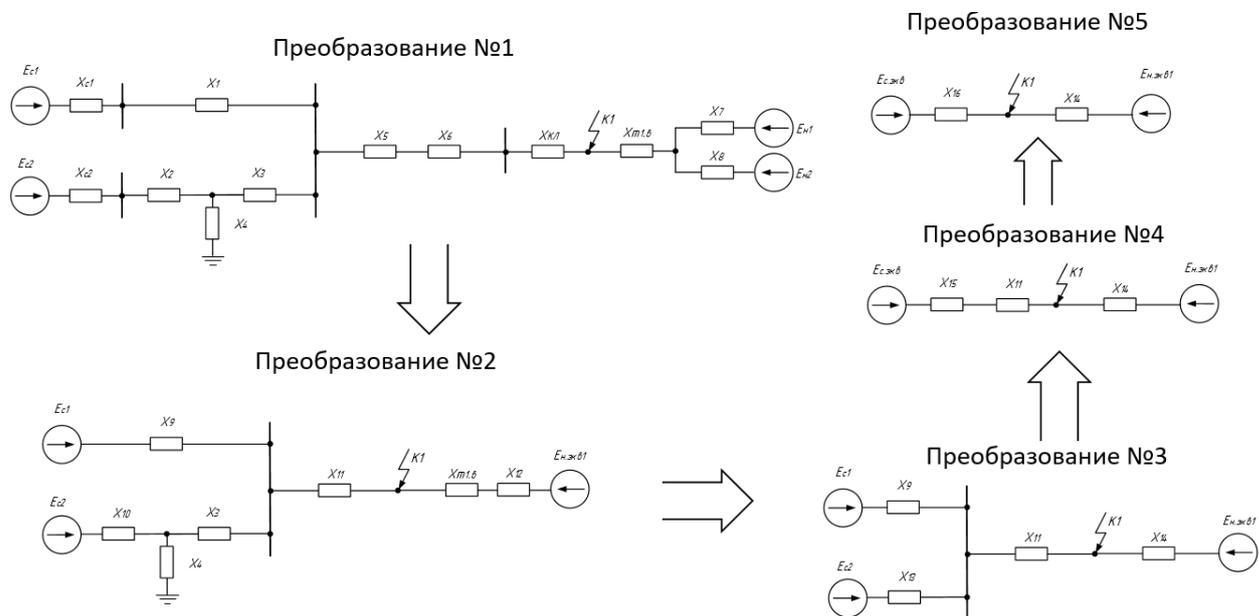


Рисунок А.1 – Преобразования схемы замещения прямой последовательности
в минимальном режиме для точки К1

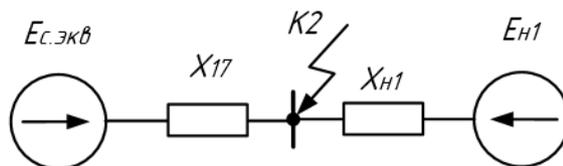


Рисунок А.2 – Преобразования схемы замещения прямой последовательности
в минимальном режиме для точки К2

Продолжение Приложения А

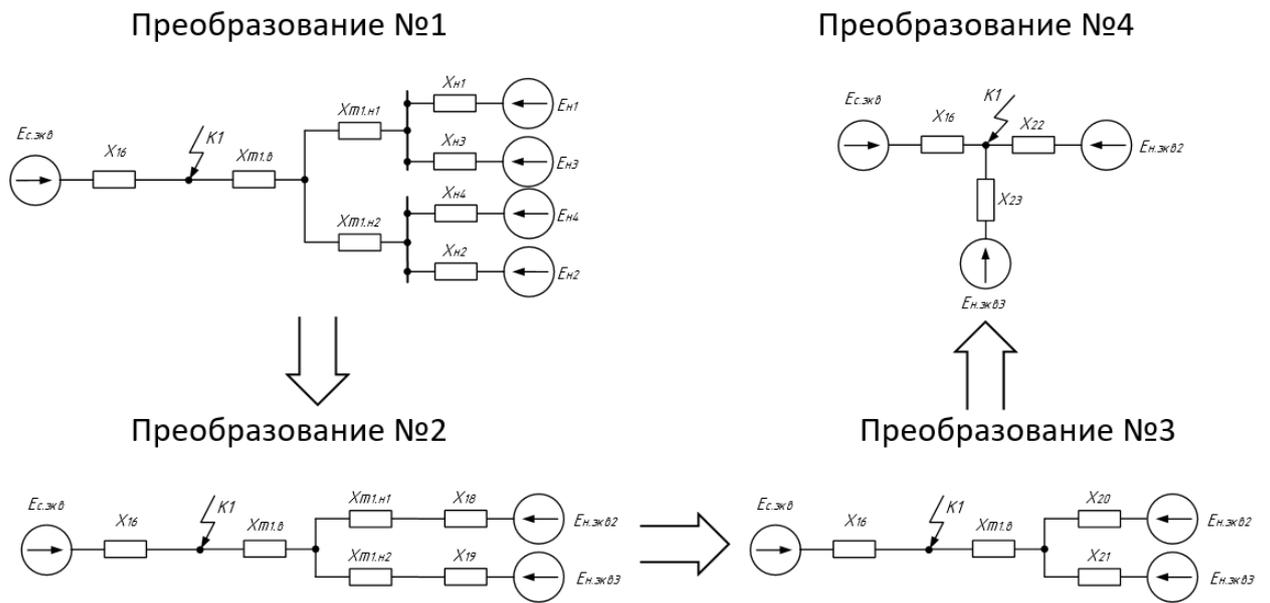


Рисунок А.3 – Преобразования схемы замещения прямой последовательности в максимальном режиме для точки K1

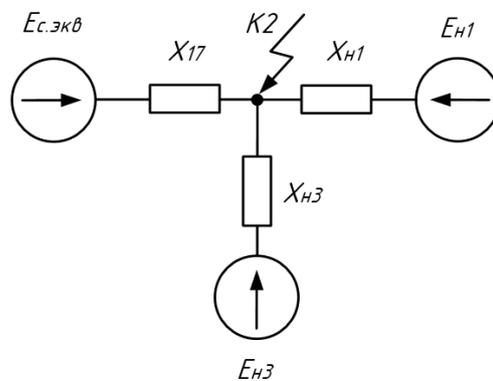


Рисунок А.4 – Преобразования схемы замещения прямой последовательности в максимальном режиме для точки K2

Продолжение Приложения А

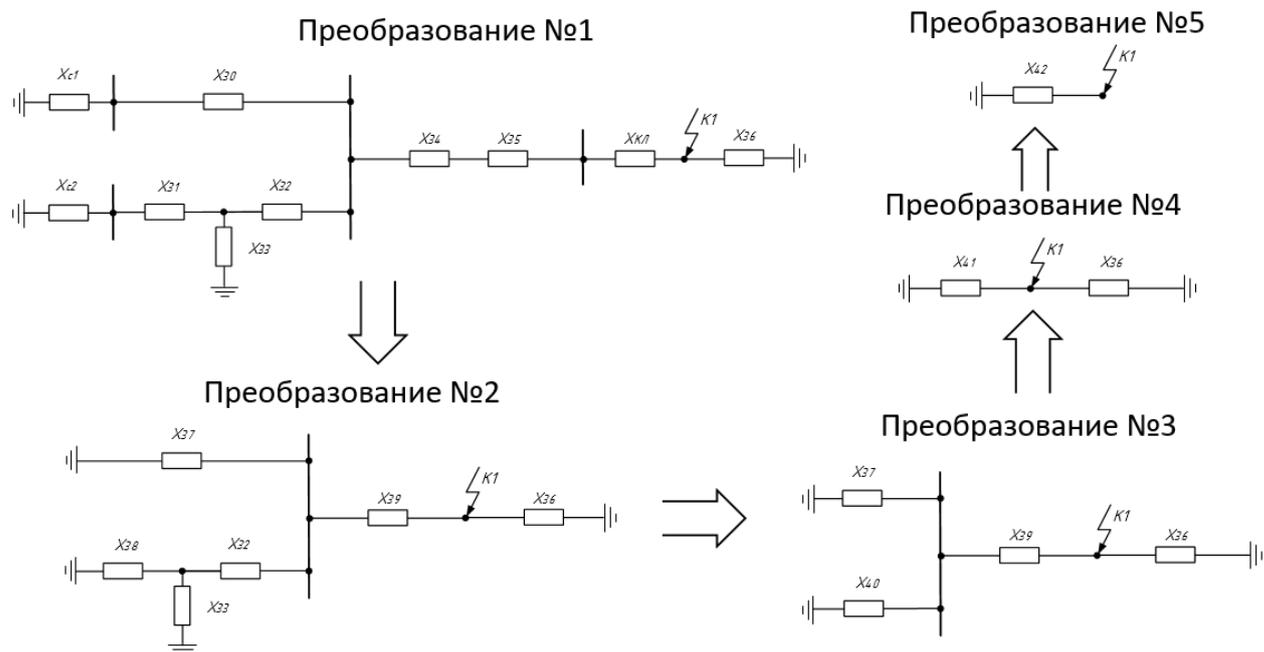


Рисунок А.5 – Преобразования схемы замещения нулевой последовательности для точки $K1$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет токов КЗ в ПВК Mathcad 14.0

$$S_6 := 1000 \text{ МВА}$$

$$U_{61} := 515 \text{ кВ}$$

$$U_{62} := 115 \text{ кВ}$$

$$U_{63} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = 1.121 \text{ кА}$$

$$I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = 5.02 \text{ кА}$$

$$I_{63} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = 54.986 \text{ кА}$$

Расчет сопротивления линий

$$x_{0_ВЛ} := 0.308 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_{0_ВЛ} := 3.6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad x_{0_КЛ} := 0.135 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad r_{0_КЛ} := 0.129 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$L_{ВЛ1} := 11 \text{ км} \quad L_{ВЛ5} := 3 \text{ км} \quad L_{КЛ1} := 3.2 \text{ км}$$

$$L_{ВЛ2} := 10.8 \text{ км} \quad L_{ВЛ6} := 3 \text{ км} \quad L_{КЛ2} := 3.2 \text{ км}$$

$$L_{ВЛ3} := 350.2 \text{ км} \quad L_{ВЛ7} := 3.2 \text{ км} \quad L_{КЛ3} := 3.2 \text{ км}$$

$$L_{ВЛ4} := 345.6 \text{ км} \quad L_{ВЛ8} := 3.2 \text{ км}$$

$$X_{ВЛ1} := x_{0_ВЛ} \cdot L_{ВЛ1} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.013 \text{ о.е.} \quad X_{ВЛ5} := x_{0_ВЛ} \cdot L_{ВЛ5} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 3.484 \times 10^{-3} \text{ о.е.}$$

$$X_{ВЛ2} := x_{0_ВЛ} \cdot L_{ВЛ2} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.013 \text{ о.е.} \quad X_{ВЛ6} := x_{0_ВЛ} \cdot L_{ВЛ6} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 3.484 \times 10^{-3} \text{ о.е.}$$

$$X_{ВЛ3} := x_{0_ВЛ} \cdot L_{ВЛ3} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.407 \text{ о.е.} \quad X_{ВЛ7} := x_{0_ВЛ} \cdot L_{ВЛ7} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 3.716 \times 10^{-3} \text{ о.е.}$$

$$X_{ВЛ4} := x_{0_ВЛ} \cdot L_{ВЛ4} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.401 \text{ о.е.} \quad X_{ВЛ8} := x_{0_ВЛ} \cdot L_{ВЛ8} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 3.716 \times 10^{-3} \text{ о.е.}$$

$$X_{С.ВЛ3} := \frac{1}{(b_{0_ВЛ} \cdot L_{ВЛ3})} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 2.991 \text{ о.е.}$$

$$X_{С.ВЛ4} := \frac{1}{(b_{0_ВЛ} \cdot L_{ВЛ4})} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 3.03 \text{ о.е.}$$

Продолжение Приложения Б

$$X_{\text{КЛ1}} := \sqrt{x_{0_КЛ}^2 + r_{0_КЛ}^2} \cdot L_{\text{КЛ1}} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0.045 \quad \text{о.е.}$$

$$X_{\text{КЛ3}} := \sqrt{x_{0_КЛ}^2 + r_{0_КЛ}^2} \cdot L_{\text{КЛ3}} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0.045 \quad \text{о.е.}$$

$$X_{\text{КЛ2}} := \sqrt{x_{0_КЛ}^2 + r_{0_КЛ}^2} \cdot L_{\text{КЛ2}} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0.045 \quad \text{о.е.}$$

Расчет сопротивления АТ и СТ

АТДЦТН-250000/500/110

$$S_{\text{АТном}} := 250 \quad \text{МВА}$$

$$U_{\text{АТквс}} := 1\% \quad U_{\text{АТквн}} := 3\% \quad U_{\text{АТкcn}} := 18\%$$

$$U_{\text{АТкв}} := 0.5 \cdot (U_{\text{АТквс}} + U_{\text{АТквн}} - U_{\text{АТкcn}}) = 13.75 \quad \%$$

$$U_{\text{АТкс}} := 0.5 \cdot (U_{\text{АТквс}} + U_{\text{АТкcn}} - U_{\text{АТквн}}) = -0.75 \quad U_{\text{АТкс}} := 0 \quad \%$$

$$U_{\text{АТкн}} := 0.5 \cdot (U_{\text{АТквн}} + U_{\text{АТкcn}} - U_{\text{АТквс}}) = 19.25 \quad \%$$

$$X_{\text{АТв}} := \frac{U_{\text{АТкв}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{АТном}}} = 0.55 \quad \text{о.е.}$$

$$X_{\text{АТс}} := \frac{U_{\text{АТкс}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{АТном}}} = 0 \quad \text{о.е.}$$

$$X_{\text{АТн}} := \frac{U_{\text{АТкн}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{АТном}}} = 0.77 \quad \text{о.е.}$$

ТРДЦН-100000/110

$$S_{\text{Тном}} := 100 \quad \text{МВА}$$

$$U_{\text{Тк}} := 10.5 \quad \%$$

$$X_{\text{Тн1}} := \frac{U_{\text{Тк}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{Тном}}} \cdot 1.75 = 1.838 \quad \text{о.е.}$$

$$X_{\text{Тн2}} := \frac{U_{\text{Тк}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{Тном}}} \cdot 1.75 = 1.838 \quad \text{о.е.}$$

$$X_{\text{Тв}} := \frac{U_{\text{Тк}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{Тном}}} \cdot 0.125 = 0.131 \quad \text{о.е.}$$

Расчет параметров системы

$$I_{КЗ.C1} := 10 \text{ кА}$$

$$X_{C1} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.C1} \cdot U_{61}} = 0.112 \text{ о.е.}$$

$$E_{C1} := 1 \text{ о.е.}$$

$$I_{КЗ.C2} := 10.7 \text{ кА}$$

$$X_{C2} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.C2} \cdot U_{61}} = 0.105 \text{ о.е.}$$

$$E_{C2} := 1 \text{ о.е.}$$

Расчет параметров нагрузки

$$S_{H1} := \sqrt{26.77^2 + 5.46^2} = 27.321 \text{ МВА}$$

$$P_H := 143.77 \text{ МВт}$$

$$S_{H2} := \sqrt{30.44^2 + 6.21^2} = 31.067 \text{ МВА}$$

$$Q_H := 29.34 \text{ Мвар}$$

$$S_{H3} := \sqrt{16.03^2 + 3.27^2} = 16.36 \text{ МВА}$$

$$S_H := \sqrt{P_H^2 + Q_H^2} = 146.733 \text{ МВА}$$

$$S_{H4} := \sqrt{15.72^2 + 3.21^2} = 16.044 \text{ МВА}$$

$$S_{H5} := \sqrt{28.05^2 + 5.72^2} = 28.627 \text{ МВА}$$

$$S_{H6} := \sqrt{26.77^2 + 5.46^2} = 27.321 \text{ МВА}$$

$$X_{H1} := 0.35 \cdot \frac{S_6}{S_{H1}} = 12.811 \text{ о.е.}$$

$$X_{H2} := 0.35 \cdot \frac{S_6}{S_{H2}} = 11.266 \text{ о.е.}$$

$$E_{H1} := 0.85 \text{ о.е.}$$

$$E_{H2} := 0.85 \text{ о.е.}$$

$$X_{H3} := 0.35 \cdot \frac{S_6}{S_{H3}} = 21.393 \text{ о.е.}$$

$$X_{H4} := 0.35 \cdot \frac{S_6}{S_{H4}} = 21.814 \text{ о.е.}$$

$$E_{H3} := 0.85 \text{ о.е.}$$

$$E_{H4} := 0.85 \text{ о.е.}$$

$$X_{H5} := 0.35 \cdot \frac{S_6}{S_{H5}} = 12.226 \text{ о.е.}$$

$$X_{H6} := 0.35 \cdot \frac{S_6}{S_{H6}} = 12.811 \text{ о.е.}$$

$$E_{H5} := 0.85 \text{ о.е.}$$

$$E_{H6} := 0.85 \text{ о.е.}$$

РАСЧЕТ ТРЕХФАЗНОГО КЗ

Расчет без учета токоограничивающего реактора

Преобразования схемы замещения прямой последовательности

1. Минимальный режим

а) Преобразования схемы замещения для точки К1

Преобразование №1

$$X_1 := \frac{1}{\frac{1}{X_{ВЛ1}} + \frac{1}{X_{ВЛ2}}} = 6.328 \times 10^{-3} \text{ о.е.}$$

$$X_2 := \frac{1}{\frac{1}{\frac{X_{ВЛ3}}{2}} + \frac{1}{\frac{X_{ВЛ4}}{2}}} = 0.101 \text{ о.е.}$$

$$X_3 := \frac{1}{\frac{1}{\frac{X_{ВЛ3}}{2}} + \frac{1}{\frac{X_{ВЛ4}}{2}}} = 0.101 \text{ о.е.}$$

$$X_4 := X_{С.ВЛ3} + X_{С.ВЛ4} = 6.021 \text{ о.е.}$$

$$X_5 := \frac{1}{\frac{1}{X_{ВЛ5}} + \frac{1}{X_{ВЛ6}} + \frac{1}{X_{ВЛ7}} + \frac{1}{X_{ВЛ8}}} = 8.991 \times 10^{-4} \text{ о.е.}$$

$$X_{ЭКВ.АТ} := X_{АТв} + X_{АТс} = 0.55 \text{ о.е.}$$

$$X_6 := \frac{1}{\frac{1}{X_{ЭКВ.АТ}} + \frac{1}{X_{ЭКВ.АТ}} + \frac{1}{X_{ЭКВ.АТ}} + \frac{1}{X_{ЭКВ.АТ}}} = 0.138 \text{ о.е.}$$

$$X_7 := X_{Н1} + X_{ТН1} = 14.648 \text{ о.е.}$$

$$X_8 := X_{Н2} + X_{ТН2} = 13.103 \text{ о.е.}$$

Преобразование №2

$$X_9 := X_{С1} + X_1 = 0.118 \text{ о.е.}$$

$$X_{10} := X_{С2} + X_2 = 0.206 \text{ о.е.}$$

$$X_{11} := X_5 + X_6 + X_{КЛ1} = 0.184 \text{ о.е.}$$

$$E_{Н.ЭКВ1} := \frac{E_{Н1} \cdot X_{Н2} + E_{Н2} \cdot X_{Н1}}{X_{Н1} + X_{Н2}} = 0.85 \text{ о.е.}$$

$$X_{12} := \frac{1}{\frac{1}{X_{Н1}} + \frac{1}{X_{Н2}}} = 5.994 \text{ о.е.}$$

Преобразование №3

$$X_{13} := X_{10} + X_3 - \frac{X_{10} \cdot X_3}{X_4} = 0.303 \text{ о.е.}$$

$$X_{14} := X_{12} + X_{ТВ} = 6.126 \text{ о.е.}$$

Преобразование №4

$$E_{С.ЭКВ} := \frac{E_{C1} \cdot X_{13} + E_{C2} \cdot X_9}{X_{13} + X_9} = 1 \text{ о.е.}$$

$$X_{15} := \frac{1}{\frac{1}{X_9} + \frac{1}{X_{13}}} = 0.085 \text{ о.е.}$$

Преобразование №5

$$X_{16} := X_{15} + X_{11} = 0.269 \text{ о.е.}$$

б) Преобразования схемы замещения для точки К2

Преобразование №1

$$X_{17} := X_{16} + X_{ТВ} + X_{ТН1} = 2.238 \text{ о.е.}$$

б) Преобразования схемы замещения для точки К10

$$X_{43} := X_{16} - X_{КЛ1} = 0.224 \text{ о.е.}$$

$$X_{44} := X_{14} + X_{КЛ1} = 6.171 \text{ о.е.}$$

2. Максимальный режим

а) Преобразования схемы замещения для точки К1

Преобразование №1

$$X_{16} = 0.269 \text{ о.е.}$$

$$E_{С.ЭКВ} = 1 \text{ о.е.}$$

Преобразование №2

$$E_{Н.ЭКВ2} := \frac{E_{Н1} \cdot X_{Н3} + E_{Н3} \cdot X_{Н1}}{X_{Н1} + X_{Н3}} = 0.85 \text{ о.е.}$$

$$X_{18} := \frac{1}{\frac{1}{X_{Н1}} + \frac{1}{X_{Н3}}} = 8.013 \text{ о.е.}$$

$$E_{Н.ЭКВ3} := \frac{E_{Н2} \cdot X_{Н4} + E_{Н4} \cdot X_{Н2}}{X_{Н2} + X_{Н4}} = 0.85 \text{ о.е.}$$

Продолжение Приложения Б

$$X_{19} := \frac{1}{\frac{1}{X_{н2}} + \frac{1}{X_{н4}}} = 7.429 \quad \text{о.е.}$$

Преобразование №3

$$X_{20} := X_{18} + X_{Тн1} = 9.85 \quad \text{о.е.}$$

$$X_{21} := X_{19} + X_{Тн2} = 9.267 \quad \text{о.е.}$$

Преобразование №4

$$X_{22} := X_{Тв} + X_{20} + \frac{X_{Тв} \cdot X_{20}}{X_{21}} = 10.121 \quad \text{о.е.}$$

$$X_{23} := X_{Тв} + X_{21} + \frac{X_{Тв} \cdot X_{21}}{X_{20}} = 9.521 \quad \text{о.е.}$$

б) Преобразования схемы замещения для точки К2

$$X_{17} = 2.238 \quad \text{о.е.}$$

$$E_{С.экв} = 1 \quad \text{о.е.}$$

б) Преобразования схемы замещения для точки К10

$$X_{45} := \frac{1}{\frac{1}{X_{21}} + \frac{1}{X_{20}}} + X_{Тв} + X_{КЛ1} = 4.951 \quad \text{о.е.}$$

Расчет периодической составляющей тока КЗ

1. Минимальный режим

а) для точки К1

$$I_{\text{по.с.к1.нр}} := \frac{E_{С.экв}}{X_{16}} \cdot I_{62} = 18.68 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{по.н.к1.нр}} := \frac{E_{н.экв1}}{X_{14}} \cdot I_{62} = 0.697 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{по.к1.нр}} := I_{\text{по.с.к1.нр}} + I_{\text{по.н.к1.нр}} = 19.377 \quad \text{кА}$$

б) для точки К2

$$I_{\text{по.с.к2.нр}} := \frac{E_{С.экв}}{X_{17}} \cdot I_{63} = 24.575 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{по.н1.к2.нр}} := \frac{E_{н1}}{X_{н1}} \cdot I_{63} = 3.648 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{по.к2.нр}} := I_{\text{по.с.к2.нр}} + I_{\text{по.н1.к2.нр}} = 28.223 \quad \text{кА}$$

Продолжение Приложения Б

а) для точки К10

$$I_{\text{ПО.С.К10.нр}} := \frac{E_{\text{С.ЭКВ}}}{X_{43}} \cdot I_{62} = 22.455 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.Н.К10.нр}} := \frac{E_{\text{Н.ЭКВ1}}}{X_{44}} \cdot I_{62} = 0.692 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.К10.нр}} := I_{\text{ПО.С.К10.нр}} + I_{\text{ПО.Н.К10.нр}} = 23.147 \quad \text{кА}$$

2. Максимальный режим

а) для точки К1

$$I_{\text{ПО.С.К1.отклТ2}} := \frac{E_{\text{С.ЭКВ}}}{X_{16}} \cdot I_{62} = 18.68 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.Н1.К1.отклТ2}} := \frac{E_{\text{Н.ЭКВ2}}}{X_{22}} \cdot I_{62} = 0.422 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.Н2.К1.отклТ2}} := \frac{E_{\text{Н.ЭКВ3}}}{X_{23}} \cdot I_{62} = 0.448 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.К1.отклТ2}} := I_{\text{ПО.С.К1.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н1.К1.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н2.К1.отклТ2}} = 19.55 \quad \text{кА}$$

б) для точки К2

$$I_{\text{ПО.С.К2.отклТ2}} := \frac{E_{\text{С.ЭКВ}}}{X_{17}} \cdot I_{63} = 24.575 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.Н1.К2.отклТ2}} := \frac{E_{\text{Н1}}}{X_{\text{Н1}}} \cdot I_{63} = 3.648 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.Н3.К2.отклТ2}} := \frac{E_{\text{Н2}}}{X_{\text{Н3}}} \cdot I_{63} = 2.185 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.К2.отклТ2}} := I_{\text{ПО.С.К2.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н1.К2.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н3.К2.отклТ2}} = 30.408 \quad \text{кА}$$

а) для точки К10

$$I_{\text{ПО.С.К10.отклТ2}} := \frac{E_{\text{С.ЭКВ}}}{X_{43}} \cdot I_{62} = 22.455 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.Н.К10.отклТ2}} := \frac{E_{\text{Н.ЭКВ2}}}{X_{45}} \cdot I_{62} = 0.862 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.К10.отклТ2}} := I_{\text{ПО.С.К10.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н.К10.отклТ2}} = 23.317 \quad \text{кА}$$

Расчет ударного тока КЗ

$$T_{a,C} := 0.03 \quad T_{a,H} := 0.02$$

1. Минимальный режим

а) для точки К1

$$i_{y,K1,нр} := \left[I_{ПО.С.К1,нр} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,C}}} \right) + I_{ПО.Н.К1,нр} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,H}}} \right) \right] \cdot \sqrt{2} = 46.93 \quad \text{кА}$$

б) для точки К2

$$i_{y,K2,нр} := \left[I_{ПО.С.К2,нр} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,C}}} \right) + I_{ПО.Н1.К2,нр} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,H}}} \right) \right] \cdot \sqrt{2} = 67.945 \quad \text{кА}$$

в) для точки К2

$$i_{y,K10,нр} := \left[I_{ПО.С.К10,нр} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,C}}} \right) + I_{ПО.Н.К10,нр} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,H}}} \right) \right] \cdot \sqrt{2} = 56.082 \quad \text{кА}$$

2. Максимальный режим

а) для точки К1

$$i_{y,K1,отклТ2} := \left[\begin{aligned} & I_{ПО.С.К1,отклТ2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,C}}} \right) + I_{ПО.Н1.К1,отклТ2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,H}}} \right) \dots \\ & + I_{ПО.Н2.К1,отклТ2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,H}}} \right) \end{aligned} \right] \cdot \sqrt{2} = 47.323 \quad \text{кА}$$

б) для точки К2

$$i_{y,K2,отклТ2} := \left[\begin{aligned} & I_{ПО.С.К2,отклТ2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,C}}} \right) + I_{ПО.Н1.К2,отклТ2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,H}}} \right) \dots \\ & + I_{ПО.Н3.К2,отклТ2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,H}}} \right) \end{aligned} \right] \cdot \sqrt{2} = 72.908 \quad \text{кА}$$

в) для точки К10

$$i_{y,K10,отклТ2} := \left[I_{ПО.С.К10,отклТ2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,C}}} \right) + I_{ПО.Н.К10,отклТ2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a,H}}} \right) \right] \cdot \sqrt{2} = 56.469 \quad \text{кА}$$

Расчет аperiodической составляющей тока КЗ

1. Минимальный режим

а) для точки К1

$$i_{\Delta 0, K1, \text{нр}} := (I_{\text{ПО.С.К1.нр}} + I_{\text{ПО.Н.К1.нр}}) \cdot \sqrt{2} = 27.403 \text{ кА}$$

б) для точки К2

$$i_{\Delta 0, K2, \text{нр}} := (I_{\text{ПО.С.К2.нр}} + I_{\text{ПО.Н1.К2.нр}}) \cdot \sqrt{2} = 39.913 \text{ кА}$$

в) для точки К10

$$i_{\Delta 0, K10, \text{нр}} := (I_{\text{ПО.С.К10.нр}} + I_{\text{ПО.Н.К10.нр}}) \cdot \sqrt{2} = 32.734 \text{ кА}$$

2. Максимальный режим

а) для точки К1

$$i_{\Delta 0, K1, \text{отклТ2}} := (I_{\text{ПО.С.К1.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н1.К1.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н2.К1.отклТ2}}) \cdot \sqrt{2} = 27.648 \text{ кА}$$

б) для точки К2

$$i_{\Delta 0, K2, \text{отклТ2}} := (I_{\text{ПО.С.К2.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н1.К2.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н3.К2.отклТ2}}) \cdot \sqrt{2} = 43.003 \text{ кА}$$

в) для точки К10

$$i_{\Delta 0, K10, \text{отклТ2}} := (I_{\text{ПО.С.К10.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н.К10.отклТ2}}) \cdot \sqrt{2} = 32.975 \text{ кА}$$

Расчет с учетом токоограничивающего реактора

$$X_{\text{р.ном}} := 0.1 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{р}} := X_{\text{р.ном}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б3}}^2} = 0.907 \text{ о.е.}$$

1. Минимальный режим

а) Преобразования схемы замещения для точки К1

$$X_7 := X_{\text{н1}} + X_{\text{Тн1}} + X_{\text{р}} = 15.555 \text{ о.е.}$$

$$X_8 := X_{\text{н2}} + X_{\text{Тн2}} + X_{\text{р}} = 14.011 \text{ о.е.}$$

$$X_{12} := \frac{1}{\frac{1}{X_7} + \frac{1}{X_8}} = 7.371 \text{ о.е.}$$

$$X_{14} := X_{12} + X_{\text{Тв}} = 7.502 \text{ о.е.}$$

Продолжение Приложения Б

б) Преобразования схемы замещения для точки К2

$$X_{17} := X_{16} + X_{ТВ} + X_{ТН1} + X_p = 3.145 \quad \text{о.е.}$$

2. Максимальный режим

а) Преобразования схемы замещения для точки К1

$$X_{20} := X_{18} + X_{ТН1} + X_p = 10.757 \quad \text{о.е.}$$

$$X_{21} := X_{19} + X_{ТН2} + X_p = 10.174 \quad \text{о.е.}$$

$$X_{22} := X_{ТВ} + X_{20} + \frac{X_{ТВ} \cdot X_{20}}{X_{21}} = 11.027 \quad \text{о.е.}$$

$$X_{23} := X_{ТВ} + X_{21} + \frac{X_{ТВ} \cdot X_{21}}{X_{20}} = 10.429 \quad \text{о.е.}$$

Расчет периодической составляющей тока КЗ

1. Минимальный режим

а) для точки К1

$$I_{\text{ПО.С.К1.нр}} := \frac{E_{\text{С.экв}}}{X_{16}} \cdot I_{62} = 18.68 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.Н.К1.нр}} := \frac{E_{\text{Н.экв1}}}{X_{14}} \cdot I_{62} = 0.569 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.К1.нр}} := I_{\text{ПО.С.К1.нр}} + I_{\text{ПО.Н.К1.нр}} = 19.249 \quad \text{кА}$$

б) для точки К2

$$I_{\text{ПО.С.К2.нр}} := \frac{E_{\text{С.экв}}}{X_{17}} \cdot I_{63} = 17.486 \quad \text{кА} \quad X_{17} = 3.145$$

$$I_{\text{ПО.Н1.К2.нр}} := \frac{E_{\text{Н1}}}{X_{\text{Н1}}} \cdot I_{63} = 3.648 \quad \text{кА} \quad X_{\text{Н1}} = 12.811$$

$$I_{\text{ПО.К2.нр}} := I_{\text{ПО.С.К2.нр}} + I_{\text{ПО.Н1.К2.нр}} = 21.134 \quad \text{кА}$$

2. Максимальный режим

а) для точки К1

$$I_{\text{ПО.С.К1.отклТ2}} := \frac{E_{\text{С.экв}}}{X_{16}} \cdot I_{62} = 18.68 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.Н1.К1.отклТ2}} := \frac{E_{\text{Н.экв2}}}{X_{22}} \cdot I_{62} = 0.387 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.Н2.К1.отклТ2}} := \frac{E_{\text{Н.экв3}}}{X_{23}} \cdot I_{62} = 0.409 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.К1.отклТ2}} := I_{\text{ПО.С.К1.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н1.К1.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н2.К1.отклТ2}} = 19.476 \quad \text{кА}$$

Продолжение Приложения Б

б) для точки К2

$$I_{\text{ПО.С.К2.отклТ2}} := \frac{E_{\text{С.экв}}}{X_{17}} \cdot I_{63} = 17.486 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.Н1.К2.отклТ2}} := \frac{E_{\text{Н1}}}{X_{\text{Н1}}} \cdot I_{63} = 3.648 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.Н3.К2.отклТ2}} := \frac{E_{\text{Н2}}}{X_{\text{Н3}}} \cdot I_{63} = 2.185 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО.К2.отклТ2}} := I_{\text{ПО.С.К2.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н1.К2.отклТ2}} + I_{\text{ПО.Н3.К2.отклТ2}} = 23.319 \quad \text{кА}$$

Расчет ударного тока К3

1. Минимальный режим

а) для точки К1

$$i_{\text{у.К1.нр}} := \left[I_{\text{ПО.С.К1.нр}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.С}}}} \right) + I_{\text{ПО.Н.К1.нр}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.н}}}} \right) \right] \cdot \sqrt{2} = 46.639 \quad \text{кА}$$

б) для точки К2

$$i_{\text{у.К2.нр}} := \left[I_{\text{ПО.С.К2.нр}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.С}}}} \right) + I_{\text{ПО.Н1.К2.нр}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.н}}}} \right) \right] \cdot \sqrt{2} = 50.737 \quad \text{кА}$$

2. Максимальный режим

а) для точки К1

$$i_{\text{у.К1.отклТ2}} := \left[\begin{aligned} & I_{\text{ПО.С.К1.отклТ2}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.С}}}} \right) + I_{\text{ПО.Н1.К1.отклТ2}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.н}}}} \right) \dots \\ & + I_{\text{ПО.Н2.К1.отклТ2}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.н}}}} \right) \end{aligned} \right] \cdot \sqrt{2} = 47.156 \quad \text{кА}$$

б) для точки К2

$$i_{\text{у.К2.отклТ2}} := \left[\begin{aligned} & I_{\text{ПО.С.К2.отклТ2}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.С}}}} \right) + I_{\text{ПО.Н1.К2.отклТ2}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.н}}}} \right) \dots \\ & + I_{\text{ПО.Н3.К2.отклТ2}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.н}}}} \right) \end{aligned} \right] \cdot \sqrt{2} = 55.701 \quad \text{кА}$$

Расчет аperiodической составляющей тока КЗ

1. Минимальный режим

а) для точки К1

$$i_{\text{в0.К1.нр}} := (I_{\text{по.с.К1.нр}} + I_{\text{по.н.К1.нр}}) \cdot \sqrt{2} = 27.222 \text{ кА}$$

б) для точки К2

$$i_{\text{в0.К2.нр}} := (I_{\text{по.с.К2.нр}} + I_{\text{по.н1.К2.нр}}) \cdot \sqrt{2} = 29.889 \text{ кА}$$

2. Максимальный режим

а) для точки К1

$$i_{\text{в0.К1.отклТ2}} := (I_{\text{по.с.К1.отклТ2}} + I_{\text{по.н1.К1.отклТ2}} + I_{\text{по.н2.К1.отклТ2}}) \cdot \sqrt{2} = 27.544 \text{ кА}$$

б) для точки К2

$$i_{\text{в0.К2.отклТ2}} := (I_{\text{по.с.К2.отклТ2}} + I_{\text{по.н1.К2.отклТ2}} + I_{\text{по.н3.К2.отклТ2}}) \cdot \sqrt{2} = 32.978 \text{ кА}$$

РАСЧЕТ ДВУХФАЗНОГО КЗ

Преобразования схемы замещения обратной последовательности

1. Минимальный режим

а) Преобразования схемы замещения для точки К1

$$X_{24} := \frac{1}{\frac{1}{X_{14}} + \frac{1}{X_{16}}} = 0.259 \text{ о.е.} \quad X_{14} = 7.502$$

$$E_{\text{экв.К1.нр}} := \frac{E_{\text{с.экв}} \cdot X_{14} + E_{\text{н.экв1}} \cdot X_{16}}{X_{14} + X_{16}} = 0.995 \text{ о.е.} \quad X_{16} = 0.269$$

б) Преобразования схемы замещения для точки К2

$$X_{25} := \frac{1}{\frac{1}{X_{17}} + \frac{1}{X_{\text{н1}}}} = 2.525 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{экв.К2.нр}} := \frac{E_{\text{с.экв}} \cdot X_{\text{н1}} + E_{\text{н1}} \cdot X_{17}}{X_{17} + X_{\text{н1}}} = 0.97 \text{ о.е.}$$

в) Преобразования схемы замещения для точки К10

$$X_{46} := \frac{1}{\frac{1}{X_{43}} + \frac{1}{X_{44}}} = 0.216 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{ЭКВ.К10.нр}} := \frac{E_{\text{С.ЭКВ}} \cdot X_{44} + E_{\text{н.ЭКВ1}} \cdot X_{43}}{X_{44} + X_{43}} = 0.995 \text{ о.е.}$$

2. Максимальный режим

а) Преобразования схемы замещения для точки К1

Преобразование №1

$$X_{26} := \frac{1}{\frac{1}{X_{22}} + \frac{1}{X_{23}}} = 5.36 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{н.ЭКВ4}} := \frac{E_{\text{н.ЭКВ2}} \cdot X_{23} + E_{\text{н.ЭКВ3}} \cdot X_{22}}{X_{22} + X_{23}} = 0.85 \text{ о.е.}$$

Преобразование №2

$$X_{27} := \frac{1}{\frac{1}{X_{16}} + \frac{1}{X_{26}}} = 0.256 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{ЭКВ.К1.отклТ2}} := \frac{E_{\text{С.ЭКВ}} \cdot X_{26} + E_{\text{н.ЭКВ4}} \cdot X_{16}}{X_{16} + X_{26}} = 0.993 \text{ о.е.}$$

б) Преобразования схемы замещения для точки К2

Преобразование №1

$$X_{28} := \frac{1}{\frac{1}{X_{Н1}} + \frac{1}{X_{Н3}}} = 8.013 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{н.ЭКВ5}} := \frac{E_{\text{Н1}} \cdot X_{Н3} + E_{\text{Н3}} \cdot X_{Н1}}{X_{Н1} + X_{Н3}} = 0.85 \text{ о.е.}$$

Преобразование №2

$$X_{29} := \frac{1}{\frac{1}{X_{17}} + \frac{1}{X_{28}}} = 2.258 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{ЭКВ.К2.отклТ2}} := \frac{E_{\text{С.ЭКВ}} \cdot X_{28} + E_{\text{н.ЭКВ5}} \cdot X_{17}}{X_{17} + X_{28}} = 0.958 \text{ о.е.}$$

в) Преобразования схемы замещения для точки К10

$$X_{47} := \frac{1}{\frac{1}{X_{43}} + \frac{1}{X_{45}}} = 0.214 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{ЭКВ.К10.отклТ2}} := \frac{E_{\text{С.ЭКВ}} \cdot X_{45} + E_{\text{Н.ЭКВ2}} \cdot X_{43}}{X_{43} + X_{45}} = 0.994 \text{ о.е.}$$

Расчет тока прямой последовательности особой фазы для двухфазного КЗ

1. Минимальный режим

а) для точки К1

$$I_{2.\text{кА.К1.нр}} := \frac{E_{\text{ЭКВ.К1.нр}}}{X_{24} + X_{24}} \cdot I_{62} = 9.625 \text{ кА} \quad X_{24} = 0.259$$

б) для точки К2

$$I_{2.\text{кА.К2.нр}} := \frac{E_{\text{ЭКВ.К2.нр}}}{X_{25} + X_{25}} \cdot I_{63} = 10.567 \text{ кА}$$

в) для точки К10

$$I_{2.\text{кА.К10.нр}} := \frac{E_{\text{ЭКВ.К10.нр}}}{X_{46} + X_{46}} \cdot I_{62} = 11.573 \text{ кА}$$

2. Максимальный режим

а) для точки К1

$$I_{2.\text{кА.К1.отклТ2}} := \frac{E_{\text{ЭКВ.К1.отклТ2}}}{X_{27} + X_{27}} \cdot I_{62} = 9.738 \text{ кА}$$

б) для точки К2

$$I_{2.\text{кА.К2.отклТ2}} := \frac{E_{\text{ЭКВ.К2.отклТ2}}}{X_{29} + X_{29}} \cdot I_{63} = 11.66 \text{ кА}$$

в) для точки К10

$$I_{2.\text{кА.К10.отклТ2}} := \frac{E_{\text{ЭКВ.К10.отклТ2}}}{X_{47} + X_{47}} \cdot I_{62} = 11.659 \text{ кА}$$

Расчет полного тока для двухфазного КЗ

1. Минимальный режим

а) для точки К1

$$I_{2,кА,К1,нр} := \sqrt{3} \cdot I_{2,кА,К1,нр} = 16.67 \text{ кА}$$

б) для точки К2

$$I_{2,кА,К2,нр} := \sqrt{3} \cdot I_{2,кА,К2,нр} = 18.303 \text{ кА}$$

в) для точки К10

$$I_{2,кА,К10,нр} := \sqrt{3} \cdot I_{2,кА,К10,нр} = 20.046 \text{ кА}$$

2. Максимальный режим

а) для точки К1

$$I_{2,кА,К1,отклТ2} := \sqrt{3} \cdot I_{2,кА,К1,отклТ2} = 16.867 \text{ кА}$$

б) для точки К2

$$I_{2,кА,К2,отклТ2} := \sqrt{3} \cdot I_{2,кА,К2,отклТ2} = 20.195 \text{ кА}$$

в) для точки К10

$$I_{2,кА,К10,отклТ2} := \sqrt{3} \cdot I_{2,кА,К10,отклТ2} = 20.193 \text{ кА}$$

РАСЧЕТ ОДНОФАЗНОГО КЗ

Расчет сопротивления нулевой последовательности элементов схемы

$$X_{0ВЛ1} := 4.7X_{ВЛ1} = 0.06 \text{ о.е.} \quad X_{0ВЛ5} := 4.7X_{ВЛ5} = 0.016 \text{ о.е.}$$

$$X_{0ВЛ2} := 4.7X_{ВЛ2} = 0.059 \text{ о.е.} \quad X_{0ВЛ6} := 4.7X_{ВЛ6} = 0.016 \text{ о.е.}$$

$$X_{0ВЛ3} := 4.7X_{ВЛ3} = 1.911 \text{ о.е.} \quad X_{0ВЛ7} := 4.7X_{ВЛ7} = 0.017 \text{ о.е.}$$

$$X_{0ВЛ4} := 4.7X_{ВЛ4} = 1.886 \text{ о.е.} \quad X_{0ВЛ8} := 4.7X_{ВЛ8} = 0.017 \text{ о.е.}$$

Преобразования схемы замещения прямой последовательности

Преобразования схемы замещения для точки К1

Преобразование №1

$$X_{30} := \frac{1}{\frac{1}{X_{0ВЛ1}} + \frac{1}{X_{0ВЛ2}}} = 0.03 \text{ о.е.}$$

Продолжение Приложения Б

$$X_{31} := \frac{1}{\frac{1}{\frac{X_{ОВЛ3}}{2}} + \frac{1}{\frac{X_{ОВЛ4}}{2}}} = 0.475 \text{ о.е.}$$

$$X_{32} := \frac{1}{\frac{1}{\frac{X_{ОВЛ3}}{2}} + \frac{1}{\frac{X_{ОВЛ4}}{2}}} = 0.475 \text{ о.е.}$$

$$X_{33} := X_{С.ВЛ3} + X_{С.ВЛ4} = 6.021 \text{ о.е.}$$

$$X_{34} := \frac{1}{\frac{1}{X_{ОВЛ5}} + \frac{1}{X_{ОВЛ6}} + \frac{1}{X_{ОВЛ7}} + \frac{1}{X_{ОВЛ8}}} = 4.226 \times 10^{-3} \text{ о.е.}$$

$$X_{ОЭКВ.АТ} := \frac{1}{\left(\frac{1}{X_{АТв}} + \frac{1}{X_{АТн}}\right)} + X_{АТс} = 0.321 \text{ о.е.}$$

$$X_{35} := \frac{1}{\frac{1}{X_{ОЭКВ.АТ}} + \frac{1}{X_{ОЭКВ.АТ}} + \frac{1}{X_{ОЭКВ.АТ}} + \frac{1}{X_{ОЭКВ.АТ}}} = 0.08 \text{ о.е.}$$

$$X_{36} := X_{Тв} + \frac{1}{\frac{1}{X_{Тн1}} + \frac{1}{X_{Тн2}}} = 1.05 \text{ о.е.}$$

Преобразование №2

$$X_{37} := X_{С1} + X_{30} = 0.142 \text{ о.е.}$$

$$X_{38} := X_{С2} + X_{31} = 0.579 \text{ о.е.}$$

$$X_{39} := X_{34} + X_{35} + X_{КЛ1} = 0.13 \text{ о.е.}$$

Преобразование №3

$$X_{40} := \frac{1}{\frac{1}{X_{38}} + \frac{1}{X_{33}}} + X_{32} = 1.003 \text{ о.е.}$$

Преобразование №4

$$X_{41} := \frac{1}{\frac{1}{X_{40}} + \frac{1}{X_{37}}} + X_{39} = 0.254 \text{ о.е.}$$

Преобразование №5

$$X_{42} := \frac{1}{\frac{1}{X_{41}} + \frac{1}{X_{36}}} = 0.204 \text{ о.е.}$$

Преобразования схемы замещения для точки К10

$$X_{48} := \frac{1}{\frac{1}{X_{41} - X_{КЛ1}} + \frac{1}{X_{36} + X_{КЛ1}}} = 0.175 \text{ о.е.}$$

Расчет тока прямой последовательности особой фазы для однофазного КЗ

1. Минимальный режим

для точки К1

$$I_{1.к1.К1.нр} := \frac{E_{\text{экв.К1.нр}}}{X_{24} + X_{24} + X_{42}} \cdot I_{62} = 6.904 \text{ кА}$$

для точки К10

$$I_{1.к1.К10.нр} := \frac{E_{\text{экв.К10.нр}}}{X_{46} + X_{46} + X_{48}} \cdot I_{62} = 8.23 \text{ кА}$$

2. Максимальный режим

для точки К1

$$I_{1.к1.К1.отклТ2} := \frac{E_{\text{экв.К1.отклТ2}}}{X_{27} + X_{27} + X_{42}} \cdot I_{62} = 6.959 \text{ кА}$$

для точки К10

$$I_{1.к1.К10.отклТ2} := \frac{E_{\text{экв.К10.отклТ2}}}{X_{47} + X_{47} + X_{48}} \cdot I_{62} = 8.27 \text{ кА}$$

Расчет полного тока для однофазного КЗ

1. Минимальный режим

$$I_{1.к1.К1.нр} := 3 \cdot I_{1.к1.К1.нр} = 20.713 \text{ кА}$$

$$I_{1.к1.К10.нр} := 3 \cdot I_{1.к1.К10.нр} = 24.69 \text{ кА}$$

2. Максимальный режим

$$I_{1.к1.К1.отклТ2} := 3 \cdot I_{1.к1.К1.отклТ2} = 20.876 \text{ кА}$$

$$I_{1.к1.К10.отклТ2} := 3 \cdot I_{1.к1.К10.отклТ2} = 24.81 \text{ кА}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Расчет уставок ДЗТ в ПВК Mathcad 14.0

Расчет ДЗТ

$$S_T := 100 \text{ MVA}$$

$$U_B := 115$$

$$U_H := 10.5$$

Определяем первичные номинальные токи на сторонах трансформатора:

	Коэффициент схемы:	Коэффициент трансформации ТТ:
$I_{\text{НОМ.ВН}} := \frac{(S_T \cdot 1000)}{\sqrt{3} \cdot U_B} = 502.044 \text{ A}$	$k_{\text{сх.ВН}} := 1$	$k_{\text{ТА.ВН}} := \frac{1000}{5} = 200$
$I_{\text{НОМ.НН}} := \frac{(S_T \cdot 1000)}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 5.499 \times 10^3 \text{ A}$	$k_{\text{сх.НН}} := 1$	$k_{\text{ТА.НН}} := \frac{4000}{5} = 800$

Определяем вторичные номинальные токи на сторонах трансформатора:

$$I_{\text{ВТОР.НОМ.ВН}} := \frac{I_{\text{НОМ.ВН}} \cdot k_{\text{сх.ВН}}}{k_{\text{ТА.ВН}}} = 2.51 \text{ A}$$
$$I_{\text{ВТОР.НОМ.НН}} := \frac{I_{\text{НОМ.НН}} \cdot k_{\text{сх.НН}}}{k_{\text{ТА.НН}}} = 6.873 \text{ A}$$

Принятые значения уставок:

$$I_{\text{баз.ВН}} := 2.6 \text{ A}$$

$$I_{\text{баз.НН}} := 6.9 \text{ A}$$

Ток начала торможения ДТЗ:

$$I_{\text{T0}} := 1$$

Относительный начальный ток срабатывания ДТЗ:

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$k_{\text{пер}} := 2$$

$$k_{\text{одн}} := 1$$

$$\varepsilon := 0.1$$

$$\Delta f_{\text{выр}} := 0.02$$

$$\Delta U_{\text{РПН}} := 0.16$$

$$I_{\text{Д0.расч}} := k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{выр}}) = 0.494 \text{ о.е.}$$

Продолжение Приложения В

Принятое значение уставки:

$$I_{Д0} := 0.5 \text{ о.е.}$$

Определяем максимальный первичный ток, протекающий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ

Максимальный ток будет при внешнем трехфазном КЗ на шинах НН в максимальном режиме:

$$I_{кз.макс} := 23194 \text{ А}$$

Сквозной ток:

$$I_{СКВ} := \frac{I_{кз.макс}}{I_{баз.НН}} \cdot \frac{k_{сх.НН}}{k_{ТА.НН}} = 4.202 \text{ о.е.}$$

Дифференциальный ток:

$$I_{Д} := I_{СКВ} \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \epsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр}) = 1.597 \text{ о.е.}$$

Тормозной ток:

$$I_{Т} := \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{Д}) \cdot \cos\left(\frac{\pi}{180} \cdot \beta\right)} = 3.252 \text{ о.е.}$$

$$\beta \equiv 15$$

Коэффициент торможения:

$$K_{отс} := 1.1$$

$$K_{Т} := \frac{K_{отс} \cdot I_{Д} - I_{Д0}}{I_{Т} - I_{Т0}} = 0.558 \text{ о.е.}$$

Принятое значение уставки:

$$K_{Т} := 0.6 \text{ о.е.}$$

Ток торможения блокировки ДТЗ:

$$K_{пред.нагр} := 1.8$$

$$I_{нагр.макс} := \frac{128234}{\sqrt{3} \cdot 110} = 673.054 \text{ А}$$

$$I_{Т.бл} := K_{отс} \cdot K_{пред.нагр} \cdot \frac{I_{нагр.макс}}{I_{баз.ВН}} \cdot \frac{k_{сх.ВН}}{k_{ТА.ВН}} = 2.563 \text{ о.е.}$$

Принятое значение уставки:

$$I_{Т.бл} := 2.6 \text{ о.е.}$$

Продолжение Приложения В

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

- условие отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{отс} \geq 6.5$$

- условие отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

$$I_{отс} := 1.5 \cdot I_{скв} \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \epsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ввр}) = 2.395 \text{ о.е.}$$

Принятое значение уставки:

$$I_{отс} := 6.5 \text{ о.е.}$$

Уровень блокировки по второй гармонике:

$$K_{БЛ2} := 0.1 \text{ о.е.}$$

Проверка чувствительности ДТЗ:

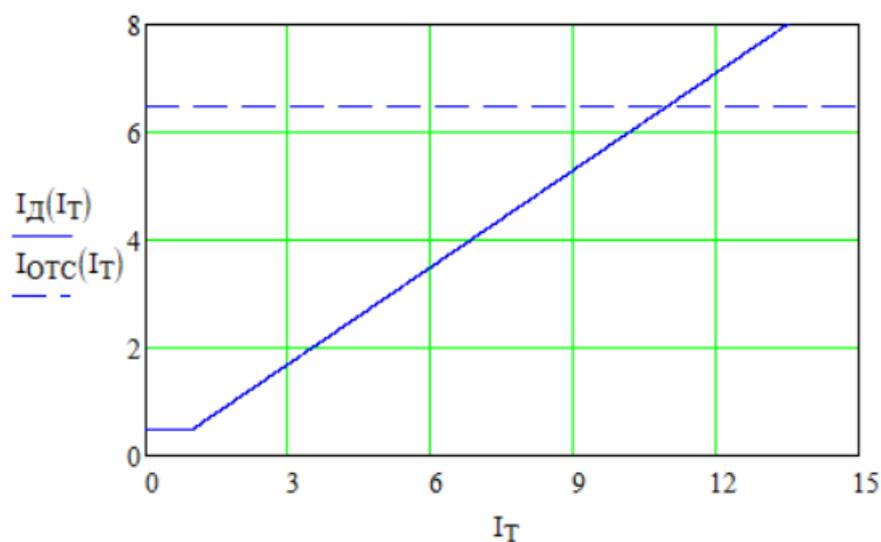
$I_{кз.мин} := 23754 \text{ А}$ - двухфазное КЗ на стороне НН между трансформатором и реактором в минимальном режиме

$$K_{ч} := \frac{I_{кз.мин}}{I_{д0}} \cdot \frac{k_{сх.НН}}{I_{баз.НН} \cdot k_{ТА.НН}} = 8.607 \quad K_{ч} \geq 2$$

Чувствительность защиты обеспечивается

Характеристика срабатывания ДЗТ

$$I_{д}(I_T) := \begin{cases} I_{д0} & \text{if } I_T < I_{Т0} \\ [I_{д0} + K_T \cdot (I_T - I_{Т0})] & \text{if } I_T \geq I_{Т0} \end{cases} \quad \begin{matrix} I_{отс}(I_T) := I_{отс} \\ I_T := 0, 0.001 \dots 25 \end{matrix}$$



ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчет уставок ДЗО НН в ПВК Mathcad 14.0

Расчет ДЗО НН

Определяем первичные номинальные токи

$I_{\text{ном.р}} := 4000 \text{ A}$	Коэффициент схемы:	Коэффициент трансформации ТТ:
$I_{\text{ном.НН}} := I_{\text{ном.р}} = 4 \times 10^3 \text{ A}$	$k_{\text{сх.НН}} := 1$	$k_{\text{ТА.НН}} := \frac{4000}{5} = 800$

Определяем вторичные номинальные токи

$$I_{\text{втор.ном.НН}} := \frac{I_{\text{ном.НН}} \cdot k_{\text{сх.НН}}}{k_{\text{ТА.НН}}} = 5 \text{ A}$$

Принятые значения уставок:

$$I_{\text{баз.НН}} := 5 \text{ A}$$

Ток начала торможения ДТЗ:

$$I_{\text{T0}} := 1$$

Относительный начальный ток срабатывания ДТЗ:

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$k_{\text{пер}} := 2$$

$$k_{\text{одн}} := 1$$

$$\varepsilon := 0.1$$

$$\Delta f_{\text{выр}} := 0.02$$

$$I_{\text{Д0,расч}} := k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{T0}} = 0.286 \text{ о.е.}$$

Принятое значение уставки:

$$I_{\text{Д0}} := 0.29 \text{ о.е.}$$

Максимальный ток внешнего КЗ будет при трехфазном КЗ на шинах НН в максимальном режиме:

$$I_{\text{кз.макс}} := 23194 \text{ A}$$

Сквозной ток:

$$I_{\text{скв}} := \frac{I_{\text{кз.макс}}}{I_{\text{баз.НН}}} \cdot \frac{k_{\text{сх.НН}}}{k_{\text{ТА.НН}}} = 5.799 \text{ о.е.}$$

Продолжение Приложения Г

Дифференциальный ток:

$$I_{\text{Д}} := I_{\text{СКВ}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{ввр}}) = 1.276 \text{ о.е.}$$

Тормозной ток:

$$I_{\text{T}} := \sqrt{I_{\text{СКВ}} \cdot (I_{\text{СКВ}} - I_{\text{Д}}) \cdot \cos\left(\frac{\pi}{180} \cdot \beta\right)} = 5.033 \text{ о.е.}$$

$$\beta \equiv 15$$

Коэффициент торможения:

$$K_{\text{отс}} := 1.1$$

$$K_{\text{T}} := \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Д}} - I_{\text{Д0}}}{I_{\text{T}} - I_{\text{T0}}} = 0.276 \text{ о.е.}$$

Принятое значение уставки:

$$K_{\text{T}} := 0.3 \text{ о.е.}$$

Ток торможения блокировки ДТЗ:

$$K_{\text{пред.нагр}} := 1.8$$

$$I_{\text{нагр.макс}} := I_{\text{ном.р}} = 4 \times 10^3 \text{ А}$$

$$I_{\text{T.бл}} := K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пред.нагр}} \cdot \frac{I_{\text{нагр.макс}}}{I_{\text{баз.НН}}} \cdot \frac{k_{\text{сл.НН}}}{k_{\text{ТА.НН}}} = 1.98 \text{ о.е.}$$

Принятое значение уставки:

$$I_{\text{T.бл}} := 2 \text{ о.е.}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

- условие отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{\text{отс}} \geq 6.5$$

- условие отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

$$I_{\text{отс}} := 1.5 \cdot I_{\text{СКВ}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{ввр}}) = 1.914 \text{ о.е.}$$

Принятое значение уставки:

$$I_{\text{отс}} := 6.5 \text{ о.е.}$$

Уровень блокировки по второй гармонике:

$$K_{\text{БЛ2}} := 0.1 \text{ о.е.}$$

Продолжение Приложения Г

Проверка чувствительности ДЗО:

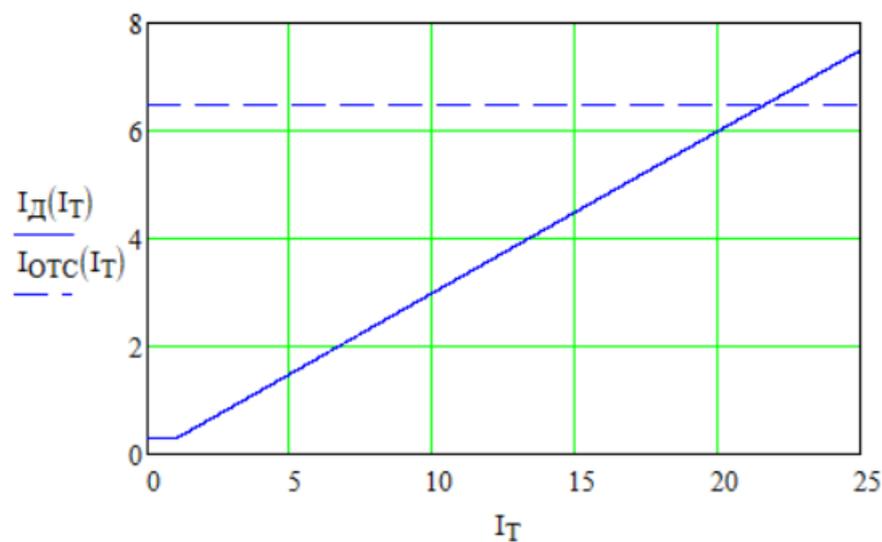
$I_{\text{КЗ.мин}} := 17615 \text{ А}$ - двухфазное КЗ на стороне НН за реактором

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{КЗ.мин}}}{I_{\text{Д0}}} \cdot \frac{k_{\text{сх.НН}}}{I_{\text{баз.НН}} \cdot k_{\text{ТА.НН}}} = 15.185 \quad K_{\text{ч}} \geq 2$$

Чувствительность защиты обеспечивается

Характеристика срабатывания ДЗО

$$I_{\text{Д}}(I_{\text{T}}) := \begin{cases} I_{\text{Д0}} & \text{if } I_{\text{T}} < I_{\text{T0}} \\ [I_{\text{Д0}} + K_{\text{T}} \cdot (I_{\text{T}} - I_{\text{T0}})] & \text{if } I_{\text{T}} \geq I_{\text{T0}} \end{cases} \quad \begin{aligned} I_{\text{отс}}(I_{\text{T}}) &:= I_{\text{отс}} \\ I_{\text{T}} &:= 0, 0.001 \dots 25 \end{aligned}$$



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Схема управления выключателем ВВУ-СЭЦ-П-10

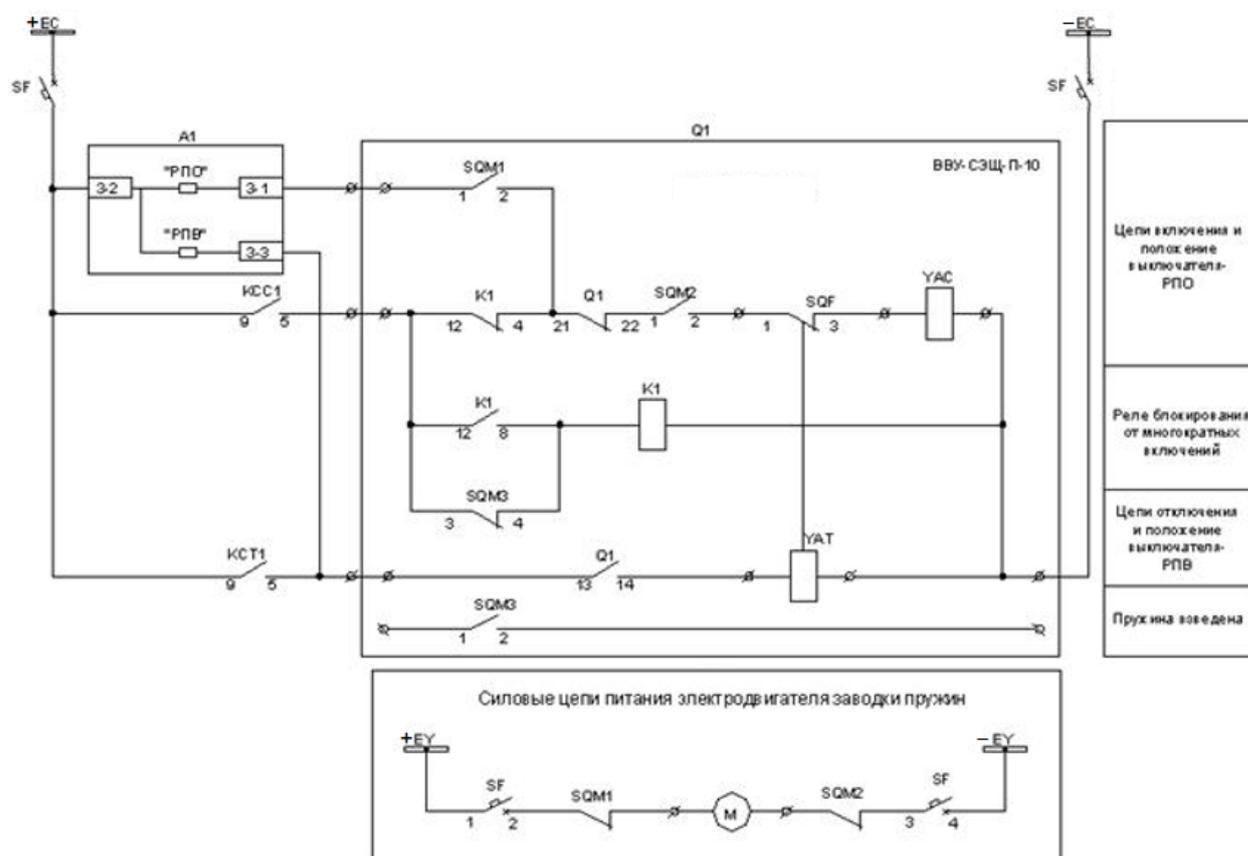


Рисунок Д.1 – Схема управления выключателем ВВУ-СЭЦ-П-10