

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: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Лопча – подстанция Юктали.

Исполнитель
студент группы 742 об4

(подпись, дата)

В.А. Кащеев

Руководитель
Доцент

(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

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

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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 Кашеева Виктора Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Лопча – подстанция Юктали

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы

(проекта) _07.06.2021_____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Данные, полученные во время прохождения производственной и преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1 Существующая характеристика района; 2 Расчёт токов короткого замыкания; 3 Выбор оборудования; 4 Молниезащита и заземление; 5 Релейная защита и автоматика.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _Результаты расчёта в ПВК «АРМ СРЗА», расчёт в ПВК «MathCad 15»_____

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

7. _____ Дата _____ выдачи задания _07.04.2021_____

Руководитель выпускной квалификационной работы: __Ротачёва Алла Георгиевна, доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Работа содержит 101 с., 19 рисунков, 39 таблиц, 30 источников, 2 приложения.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА.

Данная выпускная квалификационная работа является заключительным этапом в изучении дисциплин, положенных в основу курса обучения по профилю образовательной программы по направлению подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника.

В данной выпускной квалификационной работе была произведена модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии 220 кВ ПС Лопча – ПС Юктали. Произведен расчет токов короткого замыкания для проверки и выбора электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики ВЛ. Проверено основное электрооборудование: выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители. Также была произведена разработка молниезащиты. Описана экономическая часть проекта по замене электромеханической релейной защиты на микропроцессорную.

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращения определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Существующая характеристика района	9
1.1 Географическая и климатическая характеристика	9
1.2 Характеристика рельефа	9
1.3 Оборудование	10
2 Расчёт токов короткого замыкания	20
3 Выбор оборудования	30
3.1 Выбор и проверка выключателей	30
3.2 Выбор и проверка разъединителей	38
3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	40
3.4 Выбор ошиновки	46
3.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	48
3.6 Выбор аккумуляторных батарей	49
3.7 Выбор устройств телемеханики и связи	53
4 Молниезащита и заземление	55
5 Релейная защита и автоматика	62
5.1 Выбор устройств релейной защиты	63
5.2 Выбор уставок дистанционной защиты	65
5.3 Выбор уставок дифференциальной защиты линии	68
5.4 Выбор уставок токовой защиты нулевой последовательности	70
5.5 Отстройка от нагрузочных режимов	71
5.6 Расчёт уставок максимальной токовой защиты	73
5.7 Автоматическое повторное включение выключателя	75
5.8 Устройство резервирования отказа выключателя	76
6 Безопасность и экологичность	78
6.1 Безопасность	78

6.2 Экологичность	79
6.3 Чрезвычайные ситуации	87
7 Организационно-экономическая часть	90
7.1 Капиталовложения на реализацию проекта	90
7.2 Расчёт эксплуатационных издержек	93
Заключение	97
Библиографический список	99
Приложение А Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»	102
Приложение Б Расчёт в ПВК MathCad 15	113

СОКРАЩЕНИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

В.Н. – высшее напряжение;

ДЗЛ – дифференциальная защита линии;

КЗ – короткое замыкание;

МТЗ – максимальная токовая защита;

Н.Н – низшее напряжение;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

С.З. – срабатывание защиты;

С.Н. – среднее напряжение;

С.Р. – срабатывание реле;

ТЗНП - токовые защиты нулевой последовательности;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика играет одну из важнейших ролей в хозяйстве Российской Федерации. От надёжного и качественного электроснабжения зависят буквально все отрасли экономики. Таким образом к электроэнергетике предъявляются строгие требования. Релейная защита не исключение, ведь от правильности выбранных защит и в следствии уставок зависит как быстро будет устранена авария ситуация.

Развитию электроэнергетики в нашей стране уделяется большое внимание, производится замена устаревшего оборудования, вводятся в эксплуатацию новые линии электропередачи, электрические станции и подстанции. Также производится постепенный переход от средств релейной защиты на электромеханической базе на новое микропроцессорное оборудование отечественного производства.

Участок сети ПС Лопча – ПС Юктали находится в Тындинском районе Амурской области и проходит вдоль Байкало-Амурской магистрали. Подстанции Лопча и Юктали были введены в эксплуатацию в 1985 году и оборудование релейной защиты и автоматики в свою очередь состоит из электромеханической базы.

Поэтому для написания выпускной квалификационной работы была принята тема «Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Лопча – подстанция Юктали».

Данная тема актуальна так как устройства РЗА на электромеханической базе морально устарели и не удовлетворяют требованиям автоматизации и защиты. В свою очередь переход на микропроцессорные устройства релейной защиты представит ряд преимуществ:

- надёжность и быстродействие;
- малое потребление энергии от измерительных трансформаторов тока и напряжения;

- возможность регистрации параметров аварийных режимов;
- интеграция с системами оперативного и автоматического управления.

В ходе выполнения данной работы необходимо выполнить ряд задач:

- выполнить расчёт токов короткого замыкания;
- произвести выбор оборудования на подстанциях Лопча и Юктали в замену устаревшему;
- осуществить выбор устройств релейной защиты и автоматики и их уставки;
- провести расчёт молниезащиты и заземления на одной из подстанции.

1 СУЩЕСТВУЮЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Географическая и климатическая характеристика

Воздушная линия Лопча – Юктали расположена в Тындинском районе Амурской области.

Тындинский район расположен в северо-западной части Амурской области. На севере и северо-западе граничит с республикой Саха (Якутия) и с Забайкальским краем на западе.

Климат Тындинского района резко-континентальный, муссонного типа. Абсолютный минимум: -54°C , абсолютный максимум: $+38^{\circ}\text{C}$. Зима – длительная, с большим количеством солнечного сияния, сухая, морозная и ветряная. Заморозки начинаются уже в августе. Осень дождливая, холодная. Весна поздняя, безморозный период начинается в середине июня.

Район по гололёду III, район по ветру II, нормативная толщина стенки гололёда составляет 20 мм. Нормативный скоростной напор ветра 500 Па, нормативный скоростной напор ветра при гололёде 160 Па, интенсивность пляски проводов и тросов умеренная. Среднегодовая интенсивность гроз составляет от 40 до 60 часов. Степень загрязнённости атмосферы I.

1.2 Характеристика рельефа

На севере Амурской области преобладают горы, на юге равнины. Большинство горных хребтов низковысотные и средневысотные, склоны которых пологие, а вершины округлые. Равнины занимают 40% территории Амурской области, остальные 60% занимают горные хребты. Наибольшие высоты расположены на северо-востоке в Становом хребте и составляет 2312 м. Самое низкое место расположено на юго-востоке, долине Амура и составляет 86 м.

На участке сети Тында - Лопча, рельеф горный и перепад высот составляет 450-900 мБС. На участке сети Лопча-Хани местность является сильнопересечённой и перепад высот составляет 950-1500 мБС.

Район, где расположен участок сети приравнен к району Крайнего Севера. Местность таёжная, малообжитая, с исключительным бездорожьем и труднопроходимая.

Таблица 1 — Характеристика грунта в участке сети

Подстанция	Тип грунта	Удельное электрическое сопротивление ρ , Ом/м
Тында	песок гравелистый	400-1000
Лопча	Суглинок	40-150
Хани	песок гравелистый	400-1000
Чара	песок гравелистый	400-1000

1.3 Оборудование

Подстанция Лопча имеет типовую схему «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [3]. Рассмотрим имеющееся оборудование на данной подстанции.

На данной подстанции установлены два трёхобмоточных трансформатора марки ТДТН-25000/220.

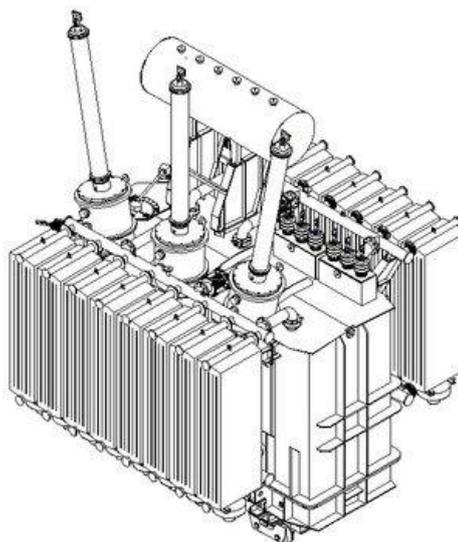


Рисунок 1 – Трансформатор ТДТН-25000/220

Таблица 2 — Паспортные характеристики первого трансформатора на ПС Лопча

Наименование характеристики	Значение
Завод изготовитель	Запорожский
Год ввода в эксплуатацию	1985
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальное напряжение ВН/СН/НН, кВ	230/38,5/11
Номинальный ток ВН/СН/НН, А	62,8/375/1312
Группа соединений обмоток	Y ₀ /Y/Δ-0-11
Напряжение КЗ: U _{кв-с} , %	12,7
U _{кв-н} , %	19,1
U _{кс-н} , %	6,31

Таблица 3 — Паспортные характеристики первого трансформатора на ПС Лопча

Наименование характеристики	Значение
Завод изготовитель	Запорожский
Год ввода в эксплуатацию	1985
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальное напряжение ВН/СН/НН, кВ	230/38,5/11
Номинальный ток ВН/СН/НН, А	62,8/375/1312
Группа соединений обмоток	Y ₀ /Y/Δ-0-11
Напряжение КЗ: U _{кв-с} , %	12,8
U _{кв-н} , %	19,1
U _{кс-н} , %	6,28

На данной подстанции установлены три выключателя: два масляных выключателя марки У-220-2000-25-У1 со встроенным трансформатором тока типа ТВ-220, и один баковый элегазовый выключатель марки ЗАР1ДТ-245 со встроенным трансформатором тока типа СВ 0,8 600/30/0,2 ES.

Таблица 4 — паспортные данные выключателя марки У-220-2000-25-У1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диспетчерское наименование выключателя	В – 220 Т1 (В – 220 Т2)
Год ввода в эксплуатацию	1985
Наименование характеристики	Значение характеристики
Диспетчерское наименование выключателя	В – 220 Т1 (В – 220 Т2)
Год ввода в эксплуатацию	1985
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, А	25000
Полное время отключения и полное время включения, с	0,08
Тип привода	Полнофазный
Тип управления	Трёхфазный
Собственное время отключения, с	$\leq 0,05$
Собственное время включения, время включения выключателя	$\leq 0,8$
Время готовности выключателя к повторному включению	$\leq 0,8$

Таблица 5 - паспортные данные выключателя марки ЗАР1 ДТ-245

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Диспетчерское наименование выключателя	СВ-220

1	2
Год ввода в эксплуатацию	2010
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	2000
Тип привода	Трёхфазный
Тип управления	Трёхфазный
Собственное время отключения, с	0,037+0,004
Собственное время включения, время включения выключателя	0,058+0,006
Время готовности выключателя к повторному включению	0,058+0,006

На подстанции установлены измерительные трансформаторы напряжения типа VPU-245 марки KONCAR (Хорватия), которые были введены в эксплуатацию в 2014 году.

Таблица 6 – Паспортные данные трансформатора напряжения типа VPU-245

Название характеристики	Значение характеристики
1	2
Организация-изготовитель	KONCAR, Хорватия
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$220\sqrt{3}$
Наибольшее напряжение первичной обмотки, кВ	220
Номинальное напряжение вторичной обмотки, кВ	$0,1/\sqrt{3}$; 0,1; $0,1/\sqrt{3}$
Класс точки каждой из вторичной обмоток	0,5; 3P; 0,2
Номинальная мощность, В·А	300; 600; 120

На подстанции Лопча установлены разъединители следующих типов: РНДЗ-2-220-1000-УХЛ1, РНДЗ-1Б-220-1000-УХЛ1 и РДЗ-220-2000-У1.

Разъединители типов РНДЗ-2-220-1000-УХЛ1 и РНДЗ-1Б-220-1000-УХЛ1 были введены в эксплуатацию в 1985 году, когда разъединители типа РДЗ-220-2000-У1 были введены в 2006 году.

Таблица 7 – Места установки разъединителей на ПС Лопча

Диспетчерское наименование разъединителя	Тип разъединителя
1	2
ТР-220 Т-1	РНДЗ – 2 – 220 – 1000 УХЛ1
ТР-220 Т-2	РНДЗ – 2 – 220 – 1000 УХЛ1
РП-220 Т-1	РНДЗ – 1Б – 220 -1000 УХЛ1
РП-220 Т-2	РНДЗ – 1Б – 220 -1000 УХЛ1
ШР-220 Т-1	РНДЗ – 1Б – 220 -1000 УХЛ1
ШР-220 Т-2	РНДЗ – 1Б – 220 -1000 УХЛ1
СР-220 1С	РНДЗ – 2 – 220 – 1000 УХЛ1
СР-220 2С	РНДЗ – 2 – 220 – 1000 УХЛ1
ШР-220 ТН 1С	РДЗ-220-2000 У1
ШР-220 ТН 2С	РДЗ-220-2000 У1
ЛР-220 ВЛ Хорогочи	РНДЗ – 2 – 220 – 1000 УХЛ1
ЛР-220 ВЛ Юктали	РНДЗ – 2 – 220 – 1000 УХЛ1

Подстанция Юктали аналогично подстанции Лопча, имеет типовую схему «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Проведём анализ оборудования на данной подстанции.

На подстанции установлены два трёхобмоточных трансформатора типа ТДТН-25000/220.

Таблица 8 – паспортные данные первого трансформатора ТДТН-25000/220 на ПС Юктали

Наименование характеристики	Значение
1	2
Завод изготовитель	Запорожский
Год ввода в эксплуатацию	1985
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальное напряжение ВН/СН/НН, кВ	230/38,5/11
Номинальный ток ВН/СН/НН, А	62,75/374/1312

1	2
Группа соединений обмоток	Y ₀ /Y/Δ-0-11
Напряжение КЗ: U _{кв-с} , %	13,1
U _{кв-н} , %	19,4
U _{кс-н} , %	6,2

Таблица 9 – паспортные данные второго трансформатора ТДТН-25000/220 на ПС Юктали

Наименование характеристики	Значение
1	2
Завод изготовитель	Запорожский
Год ввода в эксплуатацию	1985
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальное напряжение ВН/СН/НН, кВ	230/38,5/11
Номинальный ток ВН/СН/НН, А	62,75/374/1312
Группа соединений обмоток	Y ₀ /Y/Δ-0-11
Напряжение КЗ: U _{кв-с} , %	12,8
U _{кв-н} , %	19,0
U _{кс-н} , %	6,23

На подстанции Юктали установлены измерительные трансформаторы напряжения типа VPU – 245 марки KONCAR (Хорватия). Стоит добавить, что в 2014 году трансформатор напряжения данного типа был установлен в месте присоединения 1С-220 кВ. В 2015 году были установлены трансформаторы напряжения на места присоединения 2С-220 кВ и РП-220кВ.

Аналогично подстанции Лопча, на подстанции Юктали в 1985 году были введены в эксплуатацию масляные выключатели типа У-220-2000-25-У1 со встроенными трансформаторами тока ТВ-220-У2. В 2010 году был введён в эксплуатацию баковый элегазовый выключатель ЗАР1ДТ-245 со встроенным трансформатором тока типа SB 0,8 600 /30/0,2 ES.

Таблица 10 – паспортные данные трансформатора тока ТВ – 220

Название характеристики	Значение характеристики
1	2
Место присоединения	T1 (T2)
Тип установки	Встроенный
Год ввода в эксплуатацию	1985
Номинальное напряжение, наибольшее напряжение первичной обмотки, кВ	220
Номинальный ток (первичный) с указанием тока для всех ответвлений, А	200
Номинальный ток (вторичный) с указанием тока для всех ответвлений, А	5
Номинальный ток (первичный и вторичный) выбранного (фактически установленного) ответвления, А	200/5
Номинальный первичный ток обмотки, используемой для цепей РЗА и цепи измерений, А	200
Класс точности каждой из вторичных обмоток	0,2S
Номинальная мощность, ВА	30
Наибольший рабочий ток (первичный), А	200

Таблица 11 – паспортные данные трансформатора тока ТВ – 220-У2

Название характеристики	Значение характеристики
1	2
Место присоединения	В-220 Т-1 (В-220 Т2)
Тип установки	Встроенный
Год ввода в эксплуатацию	1985
Номинальное напряжение, наибольшее напряжение первичной обмотки, кВ	220
Номинальный ток (первичный) с указанием тока для всех ответвлений, А	200,300,400,600
Номинальный ток (вторичный) с указанием тока для всех ответвлений, А	5

1	2
Номинальный ток (первичный и вторичный) выбранного (фактически установленного) ответвления, А	600/5
Номинальный первичный ток обмотки, используемой для цепей РЗА и цепи измерений, А	600
Класс точности каждой из вторичных обмоток	3;1;1;0.5 3
Номинальная мощность, ВА	40,20,30,10,50
Наибольший рабочий ток (первичный), А	630

Таблица 12 – паспортные данные трансформатора тока SB 0,8 150-300-600-1200/1-3,7-7,5-15-30/0,2 ES

Название характеристики	Значение характеристики
1	2
Место присоединения	СВ-220
Тип установки	Встроенный в СВ-220
Год ввода в эксплуатацию	2013
Номинальное напряжение, наибольшее напряжение первичной обмотки, кВ	220
Номинальный ток (первичный) с указанием тока для всех ответвлений, А	1200, 600
Номинальный ток (вторичный) с указанием тока для всех ответвлений, А	5
Номинальный ток (первичный и вторичный) выбранного (фактически установленного) ответвления, А	600/5
Номинальный первичный ток обмотки, используемой для цепей РЗА и цепи измерений, А	600
Класс точности каждой из вторичных обмоток	10P30; 0,2FS; 10
Номинальная мощность, ВА	504 25; 30; 15
Наибольший рабочий ток (первичный), А	630

На подстанции Юктали установлены разъединители следующих типов: РНДЗ-2-220-1000-УХЛ1, РНДЗ-1Б-220-1000УХЛ1 и РДЗ-220-1000 У1. Разъединители типов РНДЗ-2-220-1000-УХЛ1 и РНДЗ-1Б-220-1000УХЛ1 были введены в эксплуатацию в 1985. Разъединители РДЗ-220-1000 У1 были введены в эксплуатацию в 2006 году.

Таблица 13 – Паспортные характеристики разъединителей

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Тип разъединителя	РНДЗ – 2 – 220 – 1000УХЛ1
Организация-изготовитель	ЗАО «Завод электротехнического оборудования» (г. Великие Луки)
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	1000
Тип разъединителя	РНДЗ – 1Б – 220 -1000 УХЛ1
Организация-изготовитель	ЗАО «Завод электротехнического оборудования» (г. Великие Луки)
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Тип разъединителя	РДЗ-220-2000 У1
Организация-изготовитель	ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш»
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	2000

ВЛ Лопча – Юктали была введена в эксплуатацию в 1985 году, имеет номинальное напряжение 220 кВ. Линия имеет протяжённость 146, 1 километров, выполнена проводом АС-300/39. Данная линия состоит из металлических анкерных опор.

Анкерно-угловые опоры: У220.3+14, У220-2Т, У220-2Т+5, У220-2Т+9, У220-2Т+14, У220-2С, У220-2С+5, У220-2С+9, У220-2С+14.

Анкерные опоры: У220-2С, У220-2С+9, У220-2С+14, У220-2С+17,8.

Транспозиционные опоры: У220-2С+9, У220-2С+14.

Промежуточные опоры: П220-2САТ, П220-2СУАТ, П220-2САТ+5, П220-2СУТ+5, П220-2СА, П220-2СА+5, П220-2СУА+5.

На линии установлены следующие изоляторы: ПС-70Д – 14 штук в гирлянде, ПС-120А – 13 штук в гирлянде.

Грозозащитный трос установлен по всей длине ВЛ. Марка грозозащитного троса АСЖ-70/39.

Опираясь на приведённые данные оборудования, можно утверждать о необходимости замены оборудования на подстанциях Лопча и Юктали.

2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора уставок релейной защиты и выбора оборудования выполним расчёт токов короткого замыкания. Исходная схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 2. На рисунке 3 представлена схема замещения для расчёта токов КЗ прямой последовательности. Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 4.

Основные допущения при расчёте токов короткого замыкания:

- пренебрегают токами намагничивания силовых трансформаторов;
- не учитываются ёмкостные проводимости линий;
- считается, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывается приближённо;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС генераторов не изменяются (отсутствуют качания генераторов) в течение всего процесса КЗ. [4]

Расчёт выполнен в ПВК «АРМ СРЗА» во время прохождения производственной практики в филиале АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Амурской области» (Амурское РДУ) с 22.02.2021 по 06.04.2021. [17]

Для проведения расчёта требуется определить сопротивления и коэффициенты трансформации. Схема участка сети, выполненная в ПВК «АРМ СРЗА» представлена на рисунке 5.

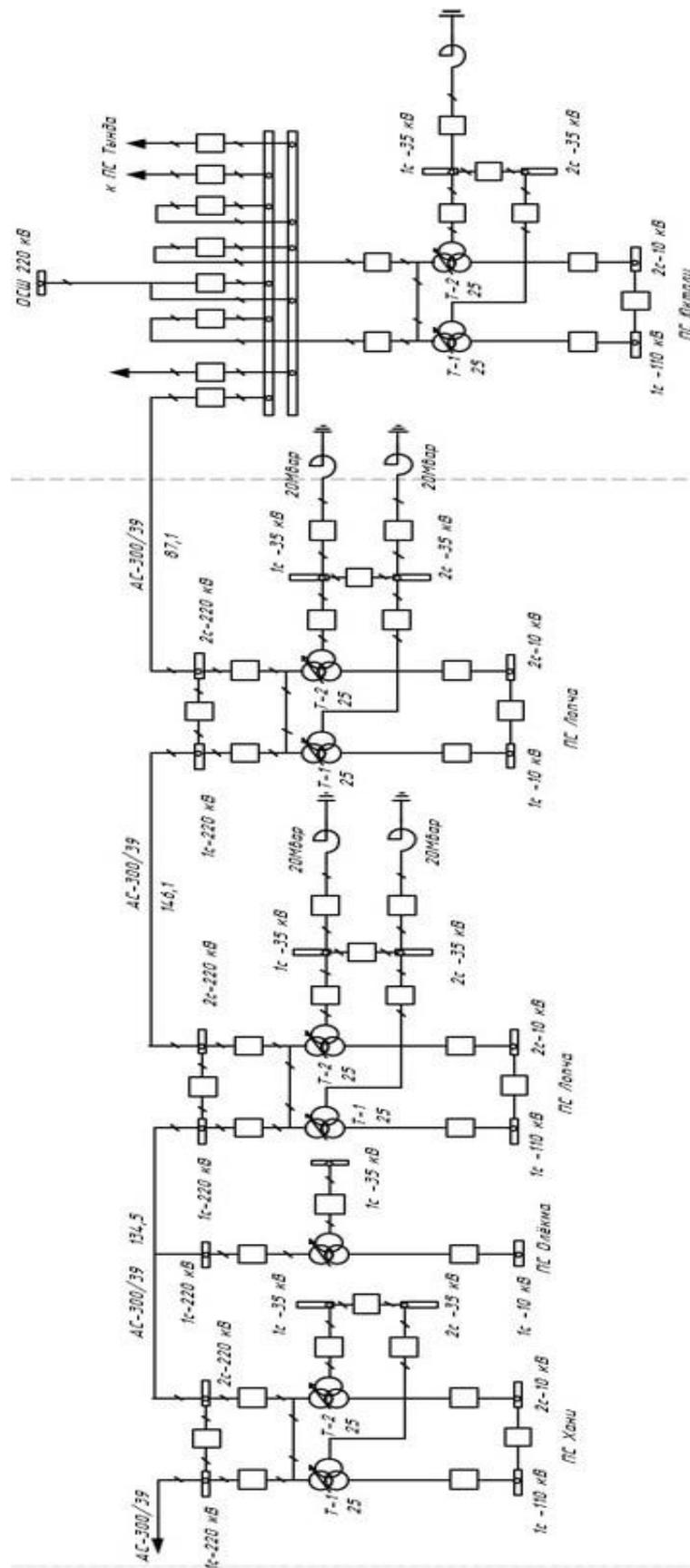


Рисунок 2 – Исходная схема внешнего электроснабжения

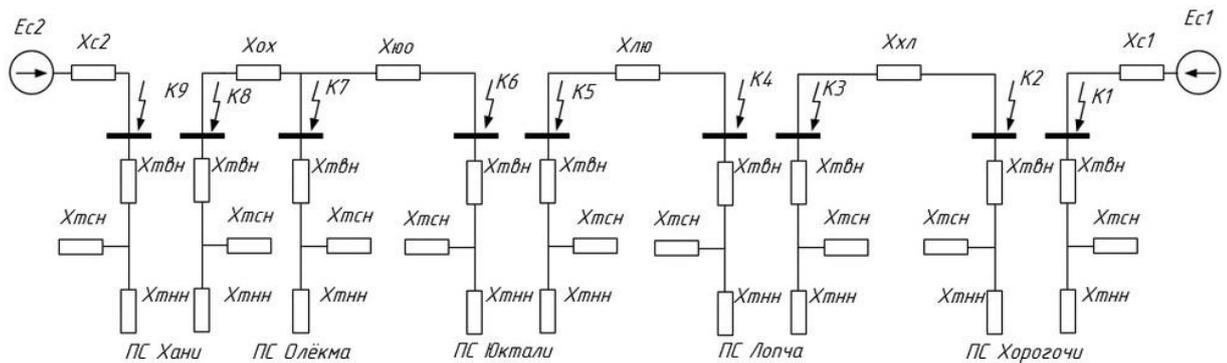


Рисунок 3 – Схема замещения прямой последовательности

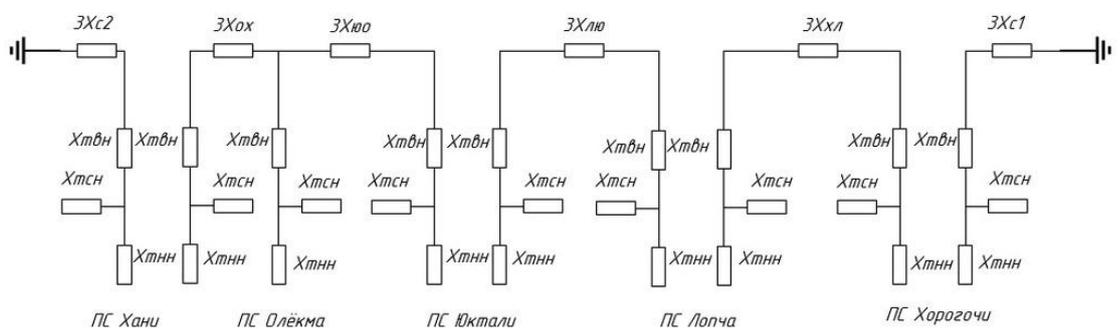


Рисунок 4 – Схема замещения нулевой последовательности

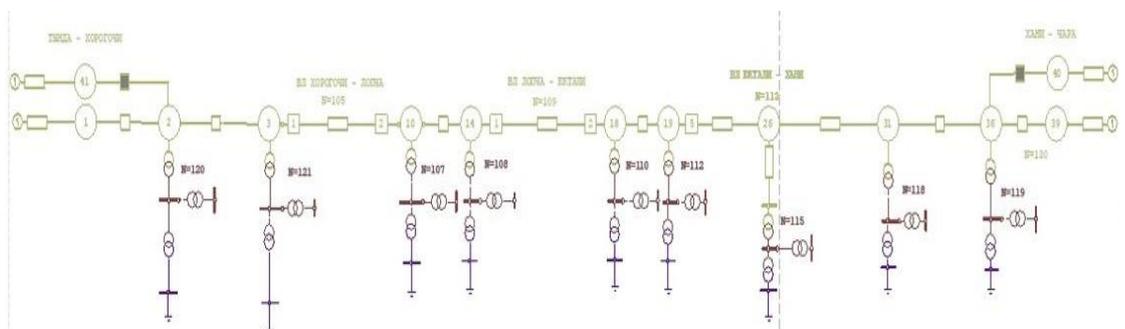


Рисунок 5 – Схема сети в ПВК «АРМ СРЗА»

Для примера определим сопротивления на подстанции Лопча и ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча. Расчёт сопротивлений будет выполнен в ПВК «MathCad 15», расчёты сопротивлений и токов КЗ будут представлены в Приложении Б

Перед началом расчёта укажем необходимые для расчёта данные. [21]

ПС Лопча. Трансформатор 1.

$$S_{HT1}=25\text{MVA};$$

$$U_{B1}=230\text{kV};$$

$$U_{C1}=38,5\text{kV};$$

$$U_{H1}=11\text{kV};$$

$$u_{квн1}=19,1\%;$$

$$u_{квс1}=12,7\%;$$

$$u_{кчн1}=6,31\%.$$

Для начала определим напряжения короткого замыкания для каждой из сторон напряжения.

$$u_{кВ1}=0,5(u_{квн}+u_{квс}-u_{кчн}); \quad (1)$$

$$u_{кВ1}=0,5(19,1+12,7-6,31)=12,745.$$

$$u_{кС1}=0,5(u_{кчн}+u_{квс}-u_{квн}); \quad (2)$$

$$u_{кС1}=0,5(6,31+12,7-19,1)=-0,045.$$

$$u_{кН1}=0,5(u_{квн}+u_{кчн}-u_{квс}); \quad (3)$$

$$u_{кН1}=0,5(19,1+6,31-12,7)=6,355.$$

Определив напряжения КЗ, вычислим сопротивления для каждой из сторон трансформатора.

$$X_{ТВ1}=\frac{u_{кВ1} \cdot U_{B1}^2}{100 \cdot S_{HT1}}; \quad (4)$$

$$X_{ТВ1}=\frac{12,745 \cdot 230^2}{100 \cdot 25}=269,684 \text{ Ом.}$$

$$X_{TC1} = \frac{u_{kC1} \cdot U_{C1}^2}{100 \cdot S_{HT1}}; \quad (5)$$

$$X_{TC1} = -0,027 \text{ Ом.}$$

$$X_{TH1} = \frac{u_{kH1} \cdot U_{H1}^2}{100 \cdot S_{HT1}}; \quad (6)$$

$$X_{TH1} = \frac{6,355 \cdot 11^2}{100 \cdot 25} = 0,308 \text{ Ом.}$$

Определим коэффициенты трансформации.

$$k_{гpB1} = \frac{U_{B1}}{U_{C1}}; \quad (7)$$

$$k_{гpB1} = \frac{230}{38,5} = 5,974.$$

$$k_{гpC1} = \frac{U_{C1}}{U_{C1}}; \quad (8)$$

$$k_{гpC1} = \frac{38,5}{38,5} = 1.$$

$$k_{гpH} = \frac{U_H}{U_C}; \quad (9)$$

$$k_{гpH} = \frac{11}{38,5} = 0,286.$$

Таким же методом происходит расчёт параметров для второго трансформатора подстанции Лопча.

ПС Лопча. Трансформатор 2.

$$S_{HT2}=25\text{MBA};$$

$$U_{B2}=230\text{kB};$$

$$U_{C2}=38,5\text{kB};$$

$$U_{H2}=11\text{kB};$$

$$u_{KBH2}=19,1\%;$$

$$u_{KBС2}=12,8\%;$$

$$u_{KCH2}=6,28\%.$$

$$u_{KB2}=0,5(19,1+12,8-6,31)=12,81;$$

$$u_{KC2}=0,5(6,31+12,8-19,1)=-0,01;$$

$$u_{KH2}=0,5(19,1+6,31-12,8)=6,29;$$

$$X_{TB2}=\frac{12,81 \cdot 230^2}{100 \cdot 25}=271,06 \text{ Ом};$$

$$X_{TC2}=-0,05 \text{ Ом};$$

$$X_{TH2}=\frac{6,29 \cdot 11^2}{100 \cdot 25}=0,304 \text{ Ом}.$$

ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча.

Воздушная линия Хорогочи – Лопча выполнена проводом АС-300/39 и имеет протяжённость 87,1 км. Для определения сопротивлений укажем характеристики провода АС-300/39.

$$r_{уд}=0,098 \text{ Ом/км};$$

$$x_{уд}=0,429 \text{ Ом/км}.$$

Определим сопротивления ВЛ прямой и нулевой последовательности.

$$R_{X-Л}^{\text{III}}=R_{уд} \cdot l_{X-Л}; \quad (10)$$

$$R_{X-Л}^{\text{III}}=0,098 \cdot 87,1=8,535 \text{ Ом.}$$

$$X_{X-Л}^{\text{III}}=X_{уд} \cdot l_{X-Л}; \quad (11)$$

$$X_{X-Л}^{\text{III}}=0,429 \cdot 87,1=37,365 \text{ Ом.}$$

$$R_{X-Л}^{\text{HII}}=(3 \cdot r_{уд}) \cdot l_{X-Л}; \quad (12)$$

$$R_{X-Л}^{\text{HII}}=(3 \cdot 0,098) \cdot 87,1=25,607 \text{ Ом.}$$

$$X_{X-Л}^{\text{HII}}=(3 \cdot x_{уд}) \cdot l_{X-Л}; \quad (13)$$

$$X_{X-Л}^{\text{HII}}=(3 \cdot 0,429) \cdot 87,1=112,098 \text{ Ом.}$$

Аналогичным способом рассчитываем параметры схемы замещения на линии Лопча – Юктали. Отметим сразу, что ВЛ Лопча – Юктали выполнена проводом АС-300/39 и имеет протяжённость 146,1 км.

$$X_{Л-Ю}^{\text{III}}=X_{уд} \cdot l_{Л-Ю}; \quad (14)$$

$$X_{Л-Ю}^{\text{III}}=62,677 \text{ Ом;}$$

$$X_{Л-Ю}^{\text{HII}}=(3 \cdot X_{уд}) \cdot l_{Л-Ю}; \quad (15)$$

$$X_{Л-Ю}^{НП} = 188,031 \text{ Ом.}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{ПО}^{(3)}; \quad (16)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент;

$I_{ПО}^{(3)}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ.

Для участка системы, с которой подстанция связана напряжением ВЛ 220 кВ ударный коэффициент равен $K_{уд} = 1,717-1,78$, в свою очередь значение постоянной времени $T_{\alpha} = 0,03-0,04$. [3]

$$I_{К1}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 2,35 = 5,91 \text{ кА};$$

$$I_{К2}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 2,35 = 5,91 \text{ кА};$$

$$I_{К3}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 1,65 = 4,15 \text{ кА};$$

$$I_{К4}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 1,65 = 4,15 \text{ кА};$$

$$I_{К5}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 1,25 = 2,94 \text{ кА};$$

$$I_{К6}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 1,25 = 2,94 \text{ кА};$$

$$I_{К7}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 0,57 = 1,43 \text{ кА};$$

$$I_{К8}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 1,17 = 3,14 \text{ кА};$$

$$I_{K9}^{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 1,17 = 3,14 \text{ кА.}$$

Теперь указываем необходимые параметры в элементы сети и указываем узлы, в которых произошло короткое замыкание. Таким же способом будут рассчитаны токи короткого замыкания нулевой последовательности.

Имея значения токов трёхфазного КЗ можем вычислить все значения токов двухфазного короткого замыкания и двухфазного короткого замыкания на землю. Вычислять токи двухфазного короткого замыкания будем по формуле. Результаты расчётов ТКЗ представлены в таблице 14.

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}; \quad (17)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,35 = 2,03 \text{ А;}$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,35 = 2,03 \text{ А;}$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,65 = 1,42 \text{ А;}$$

$$I_{K4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,65 = 1,42 \text{ А;}$$

$$I_{K5}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,25 = 1,083 \text{ А;}$$

$$I_{K6}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,25 = 1,083 \text{ А;}$$

$$I_{K7}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,57 = 0,49 \text{ А;}$$

$$I_{K8}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,17 = 1,08 \text{ A};$$

$$I_{K9}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,17 = 1,08 \text{ A}.$$

Таблица 14 – результат расчёта токов короткого замыкания в ПВК «АРМ СРЗА»

Участок	Трёхфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА	Двухфазное КЗ, кА
Хорогочи	2,35	5,91	2,34	2,04
Лопча	1,65	4,15	1,73	1,42
Юктали	1,25	3,14	1,36	1,08
Олёкма	0,57	1,43	0,44	0,5
Хани	1,17	2,95	1,33	1,01

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

В первом разделе выпускной квалификационной работы было описано оборудование на подстанциях Лопча и Юктали. Преимущественно всё оборудование было введено в эксплуатацию в 1985 году. На данный момент, это оборудование является устаревшим и требуется его заменить.

Выбор будет производиться согласно программе импротозамещения, то есть в приоритете находится оборудование, произведённое в Российской Федерации.

Следует отметить, что замена трансформаторов напряжения произведена не будет, так как они были введены в эксплуатацию в 2014-2015 годах.

3.1 Выбор высоковольтных выключателей

Выбор и проверка выключателе на ПС Лопча.

Приступим к выбору высоковольтных выключателей в замену старым масляным выключателям типа У-220-2000-25-У1. Так как секционный выключатель установлен в 2014 году, то замене он не подлежит.

К высоковольтным выключателям предъявляется ряд требований:

- надёжное отключение любых токов;
- быстрота действия (наименьшее время отключения);
- пригодность для быстродействующего АПВ;
- возможность полнофазного управления 110 кВ и выше;
- лёгкость ревизии и осмотра контактов;
- взрывобезопасность и пожаробезопасность;
- удобство эксплуатации и транспортировки.

Высоковольтные выключатели выбираются по длительному току и по напряжению установки. То есть необходимо соблюсти два условия.

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (18)$$

$$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (19)$$

где I_{max} – максимальный рабочий ток;

$U_{\text{уст}}$ – напряжение установки.

Для того чтобы выбрать выключатель требуется определить максимальный рабочий ток, проходящий через выключатель. Его мы найдём по формуле:

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (20)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, на стороне которого устанавливается выключатель;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение высокой стороны.

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,75 \text{ А.}$$

Выбираем элегазовый баковый выключатель серии ВЭБ-220 (изготовитель ЗАО Энергомаш (Екатеринбург) –Уралтяжмаш») тип привода пружинный. Паспортные характеристики представлены в приложении А. Общий вид выключателя ВЭБ-220 представлен на рисунке 8. Данный выключатель проверим по термической устойчивости и по отключающей способности. На рисунке 8.



Рисунок 8 – Общий вид выключателя ВЭБ-220

Также стоит добавить, что выключатель ВЭБ-220 обладает встроенным трансформатором тока ТВГ-220.

Расчётное значение термической устойчивости определяется по формуле:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл.РЗ}} + T_\alpha); \quad (21)$$

где $t_{\text{откл.РЗ}}$ – время отключения релейной защиты, с;

Так как мы ещё не выполнили расчёт уставок релейной защиты, примем время срабатывания $t_{\text{откл.РЗ}} = 3$ с.

T_α - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_\alpha = 0,03$ с. [12]

$$B_k = 1,65^2 \cdot (3,0 + 0,03) = 8,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

В конечном счёте, выключатель обязан выполнять условие:

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}; \quad (22)$$

где $I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания тока термической стойкости.

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ A}^2 \cdot \text{с};$$

$$8,24 < 7500.$$

Таким образом, выключатель удовлетворяет требуемым условиям.

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\alpha.\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{откл.НОМ}}}{100}; \quad (23)$$

где $\beta_{\text{НОМ}}$ - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

$$\beta_{\text{НОМ}} = 47\%. [3]$$

$$i_{\alpha.\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,23 \text{ кА.}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{\alpha t} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПЮ}} \cdot e^{-\frac{t}{T_{\alpha}}}; \quad (24)$$

$$i_{\alpha t} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 1,67 \text{ кА.}$$

В таблице 15 будет представлено сравнение паспортных данных выключателя и расчётный данных. Таким образом мы проведём сравнение интересующих нас величин и сделаем вывод, стоит ли выбирать выключатель ВЭБ-220 или нет.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчётных данных для выключателя на стороне 1С-220 кВ. на ПС Лопча

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}}=62,75 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}}=50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=1,65 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}=7500 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=8,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$
$I_{\text{ВКЛ}}=50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=1,65 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{пр.скв}}=50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}=4,15 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}$
$I_{\alpha \text{ ном}}=33,23 \text{ кА}$	$I_{\alpha \text{т}}=1,67 \text{ кА}$	$I_{\alpha \text{т}} \leq I_{\alpha \text{ ном}}$

Таким образом выключатель ВЭБ-220 подходит для замены на стороне 1С-220 кВ.

Проведём выбор второго выключателя на подстанции Лопча, но уже на стороне 2С-220 кВ.

Максимальный рабочий ток на стороне 2С-220 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}}=62,755.$$

Выберем выключатель ВЭБ-220. Далее в таблице 3 сопоставим каталожные данные с расчётными данными.

Расчётное значение термической устойчивости:

$$B_{\text{к}}=1,65^2 \cdot (3+0,03)=8,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\alpha \text{ ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,23 \text{ кА.}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t:

$$i_{\alpha t} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,67 \text{ кА.}$$

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчётных данных для выключателя на стороне 2С-220 кВ на ПС Лопча

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 62,75 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 1,65 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 7500 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 8,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 1,65 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{Пр.СКВ}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 4,15 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{Пр.СКВ}}$
$I_{\alpha \text{ ном}} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{\alpha t} = 1,67 \text{ кА}$	$I_{\alpha t} \leq I_{\alpha \text{ ном}}$

На подстанции Юктали установлены масляные выключатели марки У-220-2000-25-У1, они также были введены в эксплуатацию в 1985 году и требует замены.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,75 \text{ А.}$$

Выберем баковый элегазовый выключатель ВЭБ-220. В таблице 4 сопоставлены расчётные и каталожные данные.

Расчётное значение термической устойчивости:

$$W_k = 1,25^2 \cdot (3 + 0,03) = 4,734 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\alpha \text{ ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,234 \text{ кА.}$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t:

$$i_{\alpha t} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,269 \text{ кА.}$$

Таблица 17 - Сопоставление каталожных и расчётных данных для выключателя на стороне 1С-220 кВ на ПС Юктали

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.маx}}=62,75 \text{ А}$	$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{откл}}=50 \text{кА}$	$I_{\text{по}}=1,25 \text{кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}=7500 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$
$I_{\text{вкл}}=50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=1,25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{пр.скв}}=50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}=3,14 \text{кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}$
$I_{\alpha \text{ ном}}=33,234 \text{ кА}$	$I_{\alpha \text{т}}=0,38 \text{ кА}$	$I_{\alpha \text{т}} \leq I_{\alpha \text{ ном}}$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,75 \text{ А.}$$

Выберем баковый элегазовый выключатель ВЭБ-220. В таблице 5 сопоставлены расчётные и каталожные данные.

Расчётное значение термической устойчивости:

$$B_{\text{к}} = 1,25^2 \cdot (3 + 0,03) = 4,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\alpha \text{ ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,23 \text{ кА.}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t:

$$i_{\alpha t} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,26 \text{ кА.}$$

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчётных данных для выключателя на стороне 2С-220 кВ на ПС Юктали

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}}=62,75 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{пр.скв}}=50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}=961,60 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}=7500 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=4,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$
$I_{\text{вкл}}=50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=1,25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}}=50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=1,25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}}=50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=1,25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}$
$I_{\alpha \text{ ном}}=33,23 \text{ кА}$	$I_{\alpha t}=0,38 \text{ кА}$	$I_{\alpha t} \leq I_{\alpha \text{ ном}}$

3.2 Выбор и проверка разъединителей

На ПС Лопча в 1985 году введены в эксплуатацию разъединители типа РНДЗ-2-220-1000-УХЛ1 и РНДЗ-2-220-1000-УХЛ1. Разъединители данного типа будут заменены. Разъединители типа РДЗ-220-2000 У1 (введены в эксплуатацию в 2006 году) также будут заменены.

Выберем разъединитель РГП-220УХЛ1 производитель: ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш».

В таблице 7 сопоставлены каталожные и расчётные данные для разъединителей РГП-220УХЛ1.

Таблица 19 – сопоставление каталожных и расчётных данных на ПС Лопча

Справочные данные	Расчётные данные ПС 1с 220 кВ/2с 220 кВ	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.маx}}=62,75 \text{ А}$	$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}}=125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=4,15 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}=2500 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=8,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$
Главные ножи		
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}=7500 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=8,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Таким образом, разъединитель РГП-220УХЛ1 подходит к замене старых разъединителей на ПС Лопча.

Аналогичным способом будут выбраны разъединители на ПС Юктали. В таблице 8 представлено сравнение расчётных данных и каталожных данных.

Общий вид разъединителя РГП-220УХЛ1 представлена на рисунке 9.

Таблица 20 – сопоставление каталожных и расчётных данных на ПС Юктали

Справочные данные	Расчётные данные ПС 1с 220 кВ/2с 220 кВ	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.маx}}=62,75 \text{ А}$	$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}}=125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=3,14 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{В}}$
Главные ножи		
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}=7500 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}= 4,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}=2500 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}= 4,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

В результате сопоставления данных можно утверждать, что разъединитель РГП-220УХЛ1 подходит для замены и на ПС Юктали.

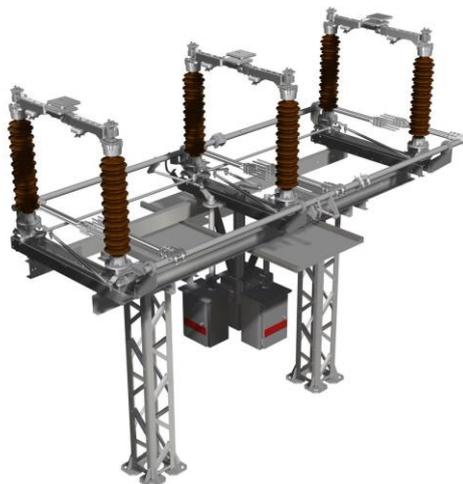


Рисунок 9 – Общий вид разъединителя РГП-220УХЛ1

3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбранный выключатель ВЭБ-220 имеет встроенный трансформатор тока марки ТВГ-220, его необходимо проверить.

Общий вид трансформатора тока ТВГ представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 – общий вид трансформатора тока ТВГ-220

Чтобы выбрать трансформатор тока необходимо определить число и тип измерительных тока, включаемых во вторичную цепь, и иметь длину соединительных проводов. Минимальное сечение для медных проводов составляет 2,5 мм², для алюминиевых проводов – 4 мм². Максимальное сечение для медных проводов – 6 мм², для алюминиевых проводов 10 мм².

Длину соединительных проводов можно принять приблизительно для разных присоединений.

КРУ 10 кВ	3-5 м
ОРУ 35 кВ	50-60 м
ОРУ 220 кВ	90-120 м

На линиях 220 кВ необходимо установить измерительное оборудование такое, как амперметр, ваттметр, варметр, счётчики.

Таблица 21 - Измерительное оборудование, подключаемое к ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Счётчик комплексный	ION-8600	1,5	1,5	1,5

Чтобы обеспечить класс точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \sum (R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ} + R_K). \quad (25)$$

$Z_{2ном}$ определяется по формуле:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (26)$$

где $S_{2\text{НОМ}}$ – номинальная вторичная нагрузка, ВА;

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 1,15 \text{ Ом.}$$

$R_{\text{ПРИБ}}$ определяется по формуле:

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}; \quad (27)$$

где $\sum S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами, $\sum S_{\text{ПРИБ}} = 10 \text{ В} \cdot \text{А}$;

$I_{2\text{НОМ}}$ – номинальный вторичный ток.

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$\sum R_{\text{ПРОВ}}$ определим по формуле:

$$\sum R_{\text{ПРОВ}} = \rho \cdot \frac{l}{S_{\text{ПРОВ}}}; \quad (28)$$

где ρ – удельное сопротивление меди (0,0175);

l – длина кабеля в зависимости от напряжения;

Переходное сопротивление контактов прием $R_{\text{К}} = 0,05 \text{ Ом}$.

Так как сечение кабеля неизвестно, то приближённое сопротивление провода определим по формуле:

$$R_{\text{ПРОВ}} = Z_{2\text{НОМ}} - \sum R_{\text{ПРИБ}} - R_{\text{К}}; \quad (29)$$

$$R_{\text{ПРОВО}}=1,15-0,4-0,05=0,7 \text{ Ом.}$$

Сечение провода:

$$S_{\text{ПРОВО}} = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПРОВО}}}; \quad (30)$$

$$S_{\text{ПРОВО}} = \frac{0,0175 \cdot 90}{0,705} = 2,23.$$

Таким образом примем сечение кабеля $S_{\text{ПРОВО}}=2,5 \text{ мм}^2$.

$$\Sigma R_{\text{ПРОВО}} = 0,0175 \cdot \frac{90}{2,23} = 0,7 \text{ Ом};$$

$$Z_2 = 0,4 + 0,05 + 0,63 = 1,15 \text{ Ом.}$$

Для выключателей ВЭБ-220 применим конфигурацию № 623-09. Данные по данной конфигурации представлены в таблице 10. [12]

Таблица 22 – Характеристики конфигурации №623-09

Номинальный первичный ток, А	Первичные токи отпаек (выводов), А	Трансформаторы тока для измерения типа ТВГ-УЭТМ-220-0,2-600/5		Трансформаторы тока для защиты типа ТВГ-УЭТМ-220-5Р-600/5	
		Класс точности/нагрузка, ВА	Коэффициент Безопасности	Класс точности/нагрузка, ВА	Пределная кратность
600	-	0,2/50	10	5Р/50	25
	400	0,5/30		10Р/40	20

1	2	3	4	5
	300	0,5/30	10P/30	20
	200	0,5/15	10P/30	15
Номинальный вторичный ток 5 А				

Для трансформаторов тока типа ТВГ-УЭТМ-220-0,2-600/5 количество: 1 на полюс. Трансформаторы тока для защиты типа ТВГ-УЭТМ-220-5P-600/5 количество: 4 на полюс.

Коэффициенты трансформации: Выводы И1-И5 600/5.

Расположение трансформаторов тока на выводах выключателя представлено на рисунке 11.

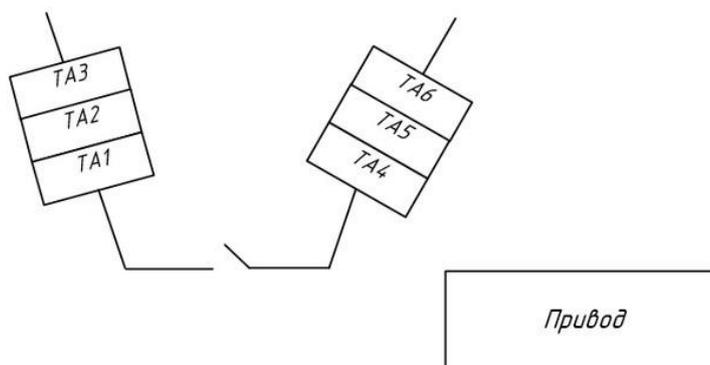


Рисунок 11 – Расположение ТТ на выводах выключателя ВЭБ-220

Произведём выбор новых трансформаторов тока для силового трансформатора ТДТН-25000/220.

Прежде чем приступить к выбору уставок необходимо определить номинальные токи для каждой из сторон трансформатора, это всё представлено в формулах (32), (33) и (34).

$$I_{\text{НОМ ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}}; \quad (31)$$

$$I_{\text{НОМ}} \text{ CH} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.СН}}}; \quad (32)$$

$$I_{\text{НОМ}} \text{ НН} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}}. \quad (33)$$

$$I_{\text{НОМ}} \text{ ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 65,75 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ}} \text{ СН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ}} \text{ НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312 \text{ А}.$$

Для дальнейшего расчёта необходимо произвести расчёт номинальных вторичных токов. Вторичный ток трансформатора тока имеет номинальное значение 1 А, либо 5 А.

Общая формула расчёта номинального вторичного тока ТТ.

$$I_{\text{НОМ.ВТОР}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (34)$$

где, $k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, $k_{\text{СХ}}=1$;

Приведём значения коэффициентов трансформации ТТ:

Таблица 23 – Значение коэффициентов трансформации ТТ

Напряжение	Коэффициент трансформации
220 кВ	600/5
35 кВ	400/5
10 кВ	1500/5

$$i_{\text{НОМ. ВТ ВН}} = \frac{62,755 \cdot 1}{200/5} = 4,38 \text{ А};$$

$$i_{\text{НОМ. ВТ СН}} = \frac{374,902 \cdot 1}{75/5} = 4,68 \text{ А};$$

$$i_{\text{НОМ. ВТ НН}} = \frac{1312 \cdot 1}{75/5} = 4,37 \text{ А};$$

Таким образом, в результате расчётов выбираем номинальный вторичный ток 5 А. Выбор трансформаторов тока приведём в таблице 13.

Таблица 24 - Результаты выбора трансформаторов тока

Класс напряжения	220 кВ	35 кВ	10 кВ
Первичный номинальный ток, А	600	400	1500
Вторичный номинальный ток, А	5	5	5
Марка ТТ	ТВ-220-I	ТВ-35-I	ТВ-10-II

3.4 Выбор ошиновки

В распределительных устройствах свыше 35 кВ применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминевыми проводами марки АС. Выбор шин сводится к проверке на электродинамическую и термическую стойкость, и определение сечения ошиновки.

Гибкие шины крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с большим расстоянием между фазами. Для сборных шин при 220 кВ принято расстояние 4 м.

На рассматриваемых ПС проверка на электродинамическую стойкость не требуется.

Допустимое прочностное напряжение для шин из алюминия:

$$\delta_{\max}^{\text{Al}} = 11,4 \text{ МПа.}$$

Допустимая механическая нагрузка на изоляционные конструкции данного материала:

$$F_{\max}^{\text{Al}} = 227 \text{ Н.}$$

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{\text{тер. min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{\text{тер}}}; \quad (35)$$

где $C_{\text{тер}}$ – термический коэффициент, для алюминия при 90° – $81 \frac{\sqrt{\text{А}\cdot\text{с}}}{\text{мм}^2}$.

На ПС Лопча:

$$S_{\text{тер. min}} = \frac{\sqrt{8249}}{81} = 18,2 \text{ мм}^2.$$

На ПС Юктали:

$$S_{\text{тер. min}} = \frac{\sqrt{4734}}{81} = 13,5 \text{ мм}^2.$$

Таблица 25 – Условия выбора гибкой ошиновки на ПС Лопча

Наименование	Расчётные данные	Параметры ошиновки
Номинальный ток, А	62,755	710

1	2	3
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	18,2	300

Таблица 26 – Условия выбора гибкой ошиновки на ПС Юктали

Наименование	Расчётные данные	Параметры ошиновки
Номинальный ток, А	62,755	710
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	13,5	300

3.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбор трансформаторов собственных нужд аналогичен выбору силовых трансформаторов. Трансформаторы собственных нужд имеют следующие потребители:

- обогрев;
 - охлаждение силовых трансформаторов;
 - обогрев и освещение ОРУ;
 - бытовые розетки;
- и т.д.

При выборе ТСН учитывается вся нагрузка.

Таблица 27 – Требуемая нагрузка ТСН

Нагрузка	cos	P _{уст}	Q _{уст}
1	2	3	4
Охлаждение трансформаторов	0,65	10	6,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	0,8	7	5,6

1	2	3	4
Отопление и освещение ОПУ	0,8	30	24
Отопление и освещение ДП	0,8	30	24
Освещение ОРУ	1	10	-
Итого		97	60,1

$$S_{\text{рас}} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}; \quad (36)$$

$$S_{\text{рас}} = 0,8 \cdot \sqrt{97^2 + 60,1^2} = 91.$$

Примем два трансформатора ТМГ-100/10-У1. Общий вид трансформатора ТМГ-100 представлен на рисунке 12.



Рисунок 12 – Общий вид трансформатора ТМГ-100/10-У1

3.6 Выбор аккумуляторной батареи

Источники оперативного тока предназначены для питания цепей релейной защиты и автоматики. К источникам оперативного тока предъявляется ряд требований: [9]

- высокая надёжность;
- гарантия питания оборудования при аварийных режимах;
- наличие достаточного напряжения и мощности для своевременной работы устройств релейной защиты и автоматики.

Оперативный ток бывает, как постоянный, так и переменный. Постоянный ток в сравнении с переменным более надёжен, однако аккумуляторные батареи постоянного тока являются более дорогими, сети постоянного тока сложные и нуждаются в зарядных агрегатах.

Всех потребителей можно разделить на три типа:

- постоянно включённая нагрузка;
- временная нагрузка;
- кратковременная нагрузка.

Наибольшее применение получили батареи из свинцово-кислотных аккумуляторов с поверхностными положительными и корабчатыми отрицательными пластинами типа СК. Данные батареи имеют большую надёжность в работе и большой срок службы. В качестве электролита применяется раствор серной кислоты с плотностью 1,2 при температуре 25°С.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ПА}}}; \quad (37)$$

$U_{\text{ш}}$ – напряжение на шинах;

$U_{\text{ПА}}$ – напряжение в режиме перезарядки.

В режиме постоянной подзарядки:

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108.$$

В режиме номинального напряжения:

$$n = \frac{230}{1,75} = 126.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0; \quad (38)$$

$$n_{\text{доб}} = 126 - 108 = 18.$$

Типовой размер батареи:

$$N = 1,05 \frac{I_{\text{ав}}}{j}; \quad (39)$$

где $I_{\text{ав}}$ – нагрузка установившегося получасового разряда;

j – допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{97}{18} = 5,7.$$

Примем размер $N = 6$.

Проверим батарею СК-6 проверим по максимальному толчковому току.

$$46 \cdot N \geq I_{T \text{ max}}; \quad (40)$$

$I_{T \max}$ – максимальный толчковый ток для данного вида батарей;

$$I_{T \max} = 54 \text{ A};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 5,7 = 276 \geq 54 \text{ A};$$

$$N \geq \frac{276}{45} = 6,13.$$

Окончательно принимаем батарею СК-8. В качестве зарядного устройства проверим стандартное ВЗП.

$$I_p = \frac{I_{T \max}}{N}; \quad (41)$$

$$I_p = \frac{54}{8} = 6,75 \text{ A}.$$

Выбор параметров ВЗП:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_p; \quad (42)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 8 + 6,75 = 8 \text{ A}.$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0; \quad (43)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 108 = 238 \text{ В}.$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_p; \quad (44)$$

$$I_3=5\cdot 8+6,75=47 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ}=2,75\cdot n;$$

(45)

$$U_{ПЗ}=2,75\cdot 126=347 \text{ В.}$$

Примем ЗПУ ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2. Выпрямительные агрегаты типа ВАЗП предназначены для подзарядки аккумуляторных батарей, параллельной работы с аккумуляторными батареями на нагрузку и формовки отдельных аккумуляторов. Как регулируемый источник постоянного напряжения, выпрямители ВАЗП применяются на атомных станциях, на электростанциях всех категорий, на предприятиях телеграфно-телефонной связи. Они нашли так же применение в автотранспортных хозяйствах, промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, где применяются кислотные аккумуляторные батареи, требующие постоянной подзарядки.

3.7 Выбор устройств телемеханики и связи

Для работы каналов связи устройств релейной защиты, сетевой и противоаварийной автоматики необходимо спроектировать высокочастотные каналы связи.

Проектирование канальной аппаратуры представляет собой процесс, не предусмотренный данным проектом, однако будет выбран основной аппарат для осуществления связи. Высокочастотные заградители необходимы для обеспечения высокочастотной связи между объектами. Они устанавливаются методом врезки в линейные провода ЛЭП в качестве высокочастотной обработки линий с целью ослабления действия высоковольтного оборудования подстанций и ответвлений ЛЭП на тракты каналов связи диспетчерского и технологического управления, выполняют функции заграждающего фильтра для частот высокого уровня.

Высокочастотные заградители выпускаются с воздушным охлаждением. Они состоят из соединенных параллельно элемента управления и силового реактора. Сами заградители устанавливаются на фундаменты или подвешиваются на линейный портал.

Для проверки примем высокочастотный заградитель ВЗ-1250-0,5У1. Параметры проверки аналогичны параметрам проверки высоковольтных выключателей.

Таблица 28 - Сопоставление расчётных и каталожных данных

Параметр	Значение заводского параметра	Значение расчётного параметра
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	252	220
Номинальный ток, А	1250	65,608
Ток термической стойкости, А	50	50
Допустимый тепловой импульс, А ² с	31,5	7500
Ток динамической стойкости, А	80	80

Общий вид ВЗ-1250-0,5 У1 представлен на рисунке 13.



Рисунок 13 - ВЗ-1250-0,5 У1

4 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Распределительные устройства подстанций выполняются наружной установки. Всё оборудование находится на открытом воздухе.

В процессе эксплуатации могут быть превышения напряжения сверх максимального рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи её в землю. В электрическом отношении молния является источником тока. Так как токи молнии являются статистически разброшены, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

ОРУ защищаются стержневыми молниеотводами. Тросовые молниеотводы защищают шинные мосты и шины гибких связей. Открытые распределительные устройства защищаются, как правило двумя молниеотводами.

Внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземление молниеотвода характеризуется импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ производится присоединением к заземлителю подстанций, который состоит из горизонтальных полос, которые объединяют вертикальные электроды образуют на территории подстанции сетку.

При установке молниеотводов должно соблюдаться безопасное расстояние по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей ОРУ.

Расчетные удельные сопротивления для зимы и лета:

$$\rho_{\text{расч}} = \rho_{\text{изм}} \cdot k_{\text{с, i}}; \quad (46)$$

$$\rho_{\text{расч}} = 40 \cdot 1,4 = 56 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

В целях лучшего растекания тока, заземлители закладываются на глубину 0,5 – 0,7 м, так как в глубине грунт менее всего подвержен высыханию в жаркие месяцы.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трёх вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов:

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{\rho_{\text{расч}}}{\pi \cdot l} \right) \cdot \left(\ln \frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{h_3 \cdot d}} \right); \quad (47)$$

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{56}{3,14 \cdot 5} \right) \cdot \left(\ln \frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) = 14,79 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{\text{В}} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3+1)}{d(2h_3+1)}; \quad (48)$$

$$R_{\text{В}} = \frac{210}{2 \cdot 3,14} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,02 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)} = 13,312.$$

Сопротивление n – лучевого заземлителя с вертикальными электродами:

$$R_{\text{М}} = \frac{R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma}}{n_{\text{В}} \cdot R_{\text{В}} + n_{\Gamma} \cdot R_{\Gamma}}; \quad (49)$$

$$R_{\text{М}} = \frac{13,312 \cdot 14,79}{3 \cdot 13,312 + 2 \cdot 14,79} = 2,738 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, с выходом за границы оборудования на 1,5 (для того, чтобы человек при прикосновении к

оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).

Геометрические размеры подстанции исходя из её плана.

$$A=123,2 \text{ м}; B=93,6 \text{ м}.$$

Площадь, используемая под заземление:

$$S=(A+2\cdot 1,5)+(B+2\cdot 1,5); \quad (50)$$

$$S=123,2+2\cdot 1,5+(93,6+2\cdot 1,5)=12190 \text{ м}^2.$$

Примем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков с диаметром равным $d = 12\text{мм}$.

Проверка сечения по условию механической прочности:

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot R^2; \quad (51)$$

где R - радиус горизонтальных и вертикальных проводников, $R = 6 \text{ мм}$.

$$F_{\text{м.п.}} = 3,14 \cdot 36 = 113,097 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot T_{\text{с}}}{400 \cdot \beta}}; \quad (52)$$

где $T_{\text{с}}$ - время срабатывания РЗ, $T_{\text{с}} = 0,26 \text{ с}$.

β – коэффициент термической стойкости (для стали), $\beta = 21$;

$$F_{T.c} = \sqrt{\frac{1650^2 \cdot 0,26}{400 \cdot 21}} = 9,18 \text{ мм}^2.$$

Проверка на коррозионностойкость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{cp}} \cdot (d + S_{\text{cp}}); \quad (53)$$

$$S_{\text{cp}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k; \quad (54)$$

где, a_k , b_k , c_k и α_k – это справочные коэффициенты, зависящие от грунта.

T – время использования заземлителя, 20 лет.

$$S_{\text{cp}} = 0,784;$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (12 \cdot 0,784) = 23,16 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{м.п.}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{кор}} + F_{T.c}; \quad (55)$$

$$F_{\text{м.п.}} = 113,097 \geq 23,16 + 9,18 = 32,34 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, поэтому принимаем данный диаметр прутков.

Примем расстояние между прутками сетки $l_{n-n} = 6 \text{ м}$.

Общая длина полос в сетке:

$$L = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (56)$$

$$L = \frac{2 \cdot 12190}{6} = 4064 \text{ м.}$$

Представляем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороны \sqrt{S} .

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (57)$$

$$m = \frac{4064}{2 \cdot \sqrt{12190}} - 1 = 17,402 .$$

Принимаем $m=18$.

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,134 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1); \quad (58)$$

$$L = 2 \sqrt{12190} \cdot (18+1) = 4196 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (59)$$

a – расстояние между вертикальными электродами, $a = 15$.

$$n_{\text{В}} = 29,433 .$$

Таким образом принимаем количество вертикальных электродов $n_B=30$.

Определим стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{расч}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (60)$$

$$R = 56 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{12190}} + \frac{1}{4196 + 30 \cdot 5} \right) = 0,216 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{расч}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (61)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12190}}{(56 + 320)(40 + 45)}} = 2,276.$$

Определим импульсное сопротивление грунтов:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5; \quad (62)$$

$$R_u = 0,809 \cdot 1,917 = 0,491.$$

Полученное значение не превышает допустимого, предъявляемым к заземлителям согласно ПУЭ. [18]

Защита ОРУ ПС Лопча производится пятью молниеотводами, рассчитаем зоны защиты.

$$h_{\phi} = 0,92 \cdot h; \quad (63)$$

где h – высота молниеотвода, $h=30,5$ м.

$$h_{\text{эф}}=28 \text{ м.}$$

Радиусы молниезащиты определяем по формуле:

$$r_0=1,5 \cdot h; \tag{64}$$

$$r_0 = 47,75 \text{ м.}$$

Радиус молниезащиты на уровне защищаемого объекта (портала 17 м):

$$r_x=r_0 \cdot \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}; \tag{65}$$

$$r_x=47,75 \cdot \frac{17}{28,06}=27,717 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами, $L=57,308$ м.

$$h_{\text{сх}}=h_{\text{эф}}-0,14 \cdot (L-h); \tag{66}$$

$$h_{\text{сх}}=28,06-0,14(47,308-30,5)=24,307 \text{ м.}$$

$$r_{\text{сх}}=r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх}}-h_x}{h_{\text{сх}}}; \tag{67}$$

$$r_{\text{сх}}=45,75 \cdot \frac{24,307-17}{24,307}=13,753 \text{ м.}$$

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном разделе будут выбраны виды и уставки релейной защиты для ВЛ Лопча-Юктали. Прежде чем приступить к выбору уставок следует указать какие виды релейной защиты будут применяться. Как было сказано ранее, релейная защита выполнена на электромеханической базе, сейчас нам необходимо выполнить её в микропроцессорной.

Также стоит отметить, что модернизация релейной защиты будет производиться согласно Правилам устройства электроустановкам и приказу министерства Энергетики Российской Федерации № 101 от 13.02.2019 года [19]. Данный приказ регламентирует требования оснащения оборудования и линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики. [6]

Данные требования должны выполняться при проектировании, строительстве, модернизации и техническом перевооружении (реконструкции) объектов электроэнергетики, разработке проектной документации и т.д.

Правила устройства электроустановок предъявляют ряд требований к устройствам релейной защиты: [14]

- Селективность;
- Надёжность;
- Чувствительность;
- Быстродействие.

Рассмотрим каждое из этих требований.

Селективность (избирательность) характеризует способность релейной защиты отключать только повреждённый элемент с помощью ближайших к месту повреждения выключателей. Имеется два вида селективности – абсолютная и относительная. Защита с абсолютной селективностью реагирует на короткие замыкания только в зоне ее действия, и не будет срабатывать при внешних коротких замыканиях. Эта особенность позволяет выполнять защиту

без выдержки времени. К защитам с абсолютной селективностью относятся дифференциальные защиты линий, трансформаторов, шин и других элементов. Защита с относительной селективностью реагирует как на короткие замыкания в зоне защищаемого элемента, так и в зоне смежных элементов сети (зона резервирования). В связи с этим, для согласованного действия защит смежных элементов в защитах таких типов используют выдержки времени. Таким образом, защита с относительной селективностью работает медленнее защиты с абсолютной селективностью, однако способна резервировать защиты смежных элементов сети и действовать в случае их отказа. К защитам с относительной селективностью относятся максимальная токовая защита, дистанционная, и другие ступенчатые защиты.

Чувствительность релейной защиты заключается в её способности надежно действовать в различных режимах работы энергосистемы, при повреждении в любом месте защищаемого участка. Например, в минимальном режиме работы, при коротком замыкании в конце зоны резервирования.

Чувствительность защиты характеризуется коэффициентом чувствительности, который для разных видов защит имеет различные значения, указанные в действующей редакции Правил устройства электроустановок.

Быстродействие обеспечивает минимизацию повреждений электрооборудования, снижение риска для жизни людей и животных. Время действия устройств релейной защиты должно быть минимальным насколько это возможно.

Надежность определяет способность устройства релейной защиты функционировать с минимальным количеством отказов и ложных срабатываний, которые могут привести к усугублению аварий, в том числе развитию аварий системного характера.

5.1 Выбор устройств релейной защиты

Для защиты выберем оборудование отечественного производства ООО Проектный центр «ЭКРА». [15]

К установке прием шкаф дистанционной и токовой защиты линии ШЭ 2607 021, выполненный на базе микропроцессорного терминала БЭ2704. В качестве основной защиты была принята дистанционная защита (ДЗ) и Дифференциальная защита линии (ДЗЛ). В качестве резервной защиты была принята максимальная токовая защита (МТЗ), токовая защита нулевой последовательности и устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).



Рисунок 15 – Общий вид шкафа ШЭ 2607



Рисунок 16 – Микропроцессорный терминал БЭ2704

Шкаф ШЭ 2607 092 имеет следующий набор защит:

- дифференциальная токовая продольная защита линии (ДЗЛ);
- передача и прием команд;
- дистанционной защиты (ДЗ);
- токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
- токовой отсечки (ТО);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- токовая защита при перегрузке по току (ТЗП);
- автоматика управления выключателем (АУВ).

5.2 Выбор уставок дистанционной защиты

Выбор уставок дистанционной защиты производится по времени и по расстоянию. Дистанционная защита является ступенчатой и имеет три ступени. Для каждой из которых есть свой коэффициент отстройки (для первой ступени) и согласования (для второй и третьей ступени). Проверка правильности согласования производится с помощью коэффициента чувствительности. Также для выбора уставок требуются уставки противоположных линий. В нашем случае нам потребуются уставки линии Тында – Хорогочи, Хорогочи – Лопча и Юктали – Хани. Данные уставки приведены в таблице 15, 16 и 17. [14]

Расчёт уставок выполнен в ПВК «АРМ СРЗА», в котором были произведены расчёты токов короткого замыкания. Результат расчёта уставок будет отражён в таблице 18 и 19.

Таблица 29 - Уставки дистанционной защиты ВЛ Тында - Хорогочи

Ступень	Сопротивление срабатывания, Ом		Время срабатывания, с
	R_y	X_y	
1	13,9	25,3	0,05
2	21,7	41,1	0,5
3	62,5	118,7	1,0

Таблица 30 - Уставки дистанционной защиты ВЛ Хорогочи –Лопча

Степень	Сопротивление срабатывания, Ом	Время срабатывания, с
1	29,0	0
2	49,5	0,5
3	121,0	1,5

Таблица 31 - Уставки дистанционной защиты ВЛ Юктали – Хани

Степень	Сопротивление срабатывания, Ом		Время срабатывания, с
	R _y	X _y	
1	24,5	46,6	0,05
2	42,1	79,9	0,7
3	79,0	150,2	4,8

Время срабатывания первой степени дистанционной защиты равно нулю, то есть дистанционная защита срабатывает мгновенно. Время срабатывания второй защиты согласовывается с временем срабатывания первой степени, выдержкой времени и временем срабатывания УРОВ. Время срабатывания третьей степени защиты согласовывается с временем срабатывания второй степени дистанционной защиты и выдержкой по времени.

$$t_{2ст} = t_{1ст} + t_{УРОВ} + \Delta t; \quad (68)$$

$$t_3 = t_{2ст} + \Delta t. \quad (69)$$

где $t_{1ст}$ – время срабатывания первой степени, с;

Δt - выдержка времени, $\Delta t = 0,5$ с;

$t_{УРОВ}$ – время срабатывания УРОВ, $t_{УРОВ} = 0,25$ с.

Отстройка первой ступени дистанционной защиты производится от шин подстанции с коэффициентом отстройки $K_{отс}=0,85$.

Согласование второй ступени выполняется с первой ступенью защиты на шинах противоположной подстанции с коэффициентом согласования $K_{согл}=1.5$. В случае если коэффициент чувствительности ниже требуемого, то согласование проводится со второй ступенью защиты смежной линии.

Согласование третьей ступени защиты выполняется с второй ступенью защиты смежной линии с коэффициентом согласования $K_{отс}^{ближ}=1,5$ на противоположной подстанции (ближнее резервирование) и $K_{отс}^{даль}=1,25$ со стороны смежной подстанции (дальнее резервирование).

Таблиц 32 - Уставки дистанционной защиты на ВЛ Лопча – Юктали со стороны ПС Юктали

Ступень	Сопротивление, Ом		Коэффициент чувствительности		Время срабатывания, с
	R_y	X_y			
1	27,9	53	0,85		0
2	46,6	88,5	1,4		0,8
3	64,1	121,6	1,68	1,27	1,2

Таблица 33 - Уставки дистанционной защиты на ВЛ Лопча – Юктали со стороны ПС Лопча

Ступень	Сопротивление, Ом		Коэффициент чувствительности		Время срабатывания, с
	R_y	X_y			
1	27,9	53	0,85		0
2	47,3	89,7	1,42		1,3
3	92,0	174,8	1,75	1,68	2

5.3 Выбор уставок дифференциальной защиты линии

Дифференциальная защита двухконцевой линии основана на пофазном сравнении векторов токов по концам защищаемой линии. Для отстройки от возможных небалансов в дифференциальном токе при внешних КЗ применено торможение с возможностью выбора способа задания формирования тормозной величины.

Комплект терминалов, установленных на разных концах ВЛ, представляет собой устройство с единой системой векторов сигналов (токов). Для этого в терминалах обеспечивается одновременность взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов и синхронность цифровой обработки сигналов. Точность синхронизации векторов в устройствах на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях. Если указанная разность имеет стационарный характер, то она может быть скомпенсирована путем задания уставки несимметричности канала.

Определение времени задержки передачи данных по каналу связи в процессе работы осуществляется автоматически.

Для протяженных воздушных и кабельных линий с значительным емкостным током предусмотрено выравнивание токов по концам линии при внешних повреждениях (компенсация емкостного тока), что позволяет не учитывать зарядный ток линии при расчете уставок по току срабатывания. При наличии на линии ответвления с трансформаторами используется дополнительный комплект измерительных органов, состоящий из трех реле междуфазного сопротивления и реле направления мощности нулевой последовательности, отстроенного от броска тока намагничивания трансформаторов.

В устройстве реализована система обмена сигналами команд между полукомплектами. Четыре из них использованы для ускорения дистанционной и токовой защиты, для передачи сигналов УРОВ и телеотключения. Дополнительная передача и прием 16 команд позволяет использовать их для

обмена сигналами между любыми внешними устройствами, например, для телеуправления выключателями или для обмена внутренними для терминалов логическими сигналами, общими для двух полукомплектов защиты.

Связь между полукомплектами ДЗЛ может осуществляться:

- по выделенному оптическому каналу;
- с использованием стандартного 64 Кбит/с – 512 Кбит/с синхронного канала с подключением к мультиплексу через электрический интерфейс X.21 или G703 или оптический интерфейс C37.94. [15]

Для двухтерминального применения каналы связи могут дублироваться по разным трассам прокладки оптического кабеля или на каналах разного типа. Это повышает надежность передачи команд.

Как было указано в разделе 1. ВЛ Лопча-Юктали выполнена проводом АС-300/39. Для расчёта уставок ДЗЛ приведём, необходимые характеристики провода АС-300/39.

$$b_{уд} = 2,64 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$l = 146,1 \text{ км.}$$

Определим ток системы:

$$I_c = \frac{(U_{ном} \cdot 1000 \cdot \frac{b_{уд}}{100} \cdot l)}{\sqrt{3}}; \quad (70)$$

$$I_c = \frac{(230 \cdot 1000 \cdot \frac{2,64 \cdot 10^{-4}}{100} \cdot 146,1)}{\sqrt{3}} = 51,218 \text{ А.}$$

Примем коэффициент отстройки $k_{отс.емк} = 2-3$.

$$k_{отс.емк} = 3;$$

$$I_{ср.емк} = k_{отст.емк} \cdot I_c; \quad (71)$$

$$I_{\text{ср.емк}}=3 \cdot 51,218=153,654 \text{ А.}$$

Выберем коэффициент отстройки тока небаланса, $k_{\text{отс.нб}}=0,15-0,2$.

$$k_{\text{отс.нб}}=0,2;$$

$$I_{\text{ном}}=600 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ср.нб}}=k_{\text{отс.нб}} \cdot I_{\text{ном}}; \quad (72)$$

$$I_{\text{ср.нб}}=0,2 \cdot 600=120 \text{ А.}$$

Дифференциальный ток выбирается, как максимальный из всех вычисленных величин. Таким образом, $I_{\text{дифф}}=153,654 \text{ А}$. Коэффициент торможения равно 0,5.

5.4 Выбор уставок токовой защиты нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности применяется при коротких замыканиях на землю. Данные короткие замыкания достаточно часты и представляют большую опасность ввиду нарушения симметрии, что сказывается на оборудовании. [22]

Аналогично ДЗ расчёт уставок ТЗНП был выполнен в ПВК «АРМ СРЗА».

Первая ступень отстраивается от короткого замыкания на шинах противоположной подстанции с коэффициентом отстройки 0,85.

Вторая ступень согласовывается с первой ступенью защиты противоположной линии. В случае если коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям, то вторая ступень согласовывается со второй ступенью ТЗНП противоположной подстанции.

Третья ступень согласовывается со второй ступенью ТЗНП на шинах противоположной ПС. Если коэффициент чувствительности не

удовлетворяет требуемым, то третья ступень согласовывается с третьей ступенью ТЗНП на шинах противоположной подстанции.

Четвёртая ступень согласовывается с третьей ступенью ТЗНП на шинах противоположной подстанции. Если коэффициент согласования не удовлетворяет требованиям, то четвёртая ступень согласовывается с четвёртой ступенью ТЗНП на шинах противоположной ПС.

В таблице 34 - Уставки ТЗНП со стороны ПС Лопча

Ступень	Значение тока срабатывания, А	Коэффициент чувствительности	Время срабатывания, с
1	690	1,13	0
2	233	1,63	1,1
3	215	1,78	1,3
4	66	1,8	2,6

Таблица 35 - Уставки ТЗНП со стороны ПС Юктали

Ступень	Значение тока срабатывания, А	Коэффициент чувствительности	Время срабатывания, с
1	619	0,8	0
2	296	1,27	1,1
3	91	2,35	1,3
4	53	5,22	2,6

5. 5 Отстройка от нагрузочных режимов

Нагрузки на ПС Лопча и ПС Юктали представлены в таблице 25.

Отстройка проводилась в ПВК «АРМС РЗА».

Таблица 36 - Токи нагрузки на ПС Лопча и ПС Юктали

№ режима	Наименование объекта электроэнергетики	U		P ² , МВт	Q ² , Мвар	I, А
		модуль, кВ	фаза ¹ , град			
1	ПС 220 кВ Лопча	233,93	-17,32	28,2	11,8	75
	ПС 220 кВ Юктали	226,34	-18,90	-27,9	-30,7	106
2	ПС 220 кВ Лопча	220,69	-13,67	31,2	-58,4	173
	ПС 220 кВ Юктали	232,93	-16,61	-30,2	42,9	130
3	ПС 220 кВ Лопча	220,69	-13,67	31,2	-58,4	173
	ПС 220 кВ Юктали	232,93	-16,61	-30,2	42,9	130
4	ПС 220 кВ Лопча	220,69	-13,67	31,2	-58,4	173
	ПС 220 кВ Юктали	232,93	-16,61	-30,2	42,9	130

Характеристика отстройки от нагрузочных режимов со стороны ПС Лопча представлена на рисунке 17.

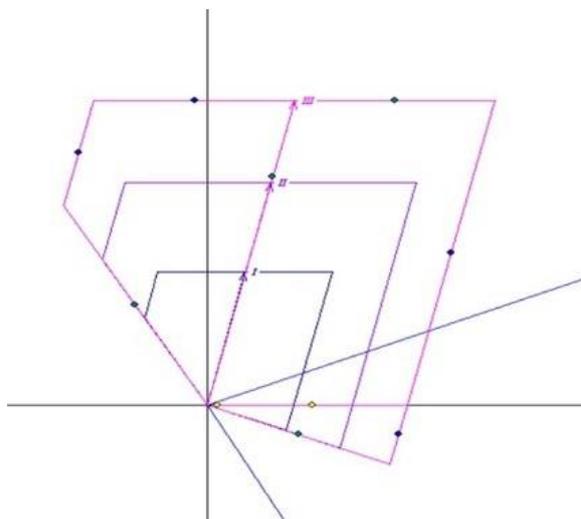


Рисунок 17 – Характеристика отстройки от нагрузочного режима ПС Лопча

Характеристика отстройки от нагрузочных режимов со стороны ПС Лопча представлена на рисунке 18.

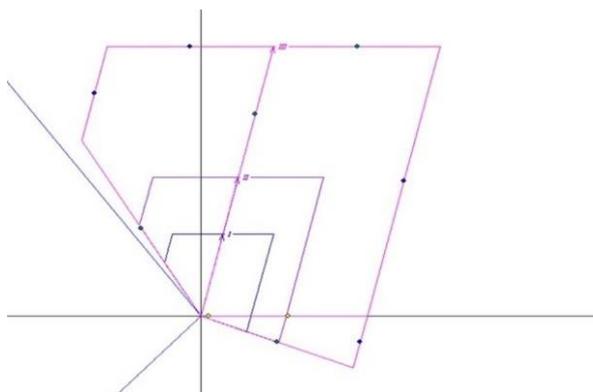


Рисунок 18 - Характеристика отстройки от нагрузочного режима ПС Юктали

5.6 Расчёт максимальной токовой защиты

Ток срабатывания определяется по нескольким условиям:

ПС Лопча:

- От КЗ на шинах ПС Юктали:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 782 \text{ А.}$$

- От КЗ за спиной собственной ПС:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 382 \text{ А.}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = 400 \text{ А.}$$

- Отстройка от максимального ток нагрузки линии:

$$I_{\text{макс.нагр}} = 173 \text{ А.}$$

- Отстройка от броска тока намагничивания:

$$4 \cdot 8 \cdot I_{\text{ном.тр}}; \tag{73}$$

$$4 \cdot 8 \cdot I_{\text{ном.тр}} = 8 \cdot 62,755 = 502,044.$$

- Отстройка от тока качания:

$$I_{\text{кач}} = 507 \text{ А.}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}}{I_{\text{СЗ}}}; \quad (74)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1098}{230,667} = 4,76.$$

ПС Юктали:

- От КЗ на шинах ПС Лопча:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 382 \text{ А.}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = 400 \text{ А.}$$

- От КЗ за спиной собственной ПС:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 782 \text{ А.}$$

- Отстройка от максимального ток нагрузки линии:

$$I_{\text{макс.нагр}} = 130 \text{ А.}$$

- Отстройка от броска тока намагничивания:

$$4 \cdot 8 \cdot I_{\text{ном.тр}}; \quad (75)$$

$$4 \cdot 8 \cdot I_{\text{ном.тр}} = 8 \cdot 62,755 = 502,044.$$

- Отстройка от тока качания:

$$I_{\text{кач}} = 507 \text{ А.}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}}{I_{\text{СЗ}}}; \quad (76)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{406}{230,667} = 2,342.$$

5.7 Автоматическое повторное включение выключателя 220 кВ

Рассмотрим однократное трехфазное АПВ линии. При повреждении линию следует отключить с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq t_{\text{г.п.}} + t_{\text{зап}}; \quad (77)$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq t_{\text{д.с.}} - t_{\text{откл. Q}} + t_{\text{зап}}; \quad (78)$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq t_{\text{гот. Q}} - t_{\text{вкл. Q}} + t_{\text{зап}}; \quad (79)$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq t_{\text{защ}} - t_{\text{вкл. Q}} + t_{\text{зап}}. \quad (80)$$

где $t_{\text{г.п.}}$ - время готовности привода, $t_{\text{г.п.}} = 0,5$ с.;

$t_{\text{д.с.}}$ - время деионизации среды, $t_{\text{д.с.}} = 0,3$ с.;

$t_{\text{вкл. Q}}$ - время включения выключателя, $t_{\text{вкл. Q}} = 0,07$ с.;

$t_{\text{гот. Q}}$ - время готовности выключателя, $t_{\text{гот. Q}} = 15$ с.;

$t_{\text{зап}}$ - время запаса, $t_{\text{зап}} = 0,3$ с.;

$t_{\text{защ}}$ - выдержка времени релейной защиты после включения выключателя на устойчивое КЗ, $t_{\text{защ}} = 2,6$ с.;

$t_{\text{откл. Q}}$ - время отключения, $t_{\text{откл. Q}} = 0,05$ с.;

$t_{\text{паузы}}$ - время паузы, $t_{\text{паузы}} = 0,3$ с.

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.};$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 0,3 - 0,05 + 0,3 = 0,55 \text{ с.};$$

$$t_{\text{АПВ-1}} \geq 15 - 0,07 + 0,3 = 15,23 \text{ с.}$$

Определим выдержку времени на возврат АПВ: $t_{АПВ-1}=15,23$ с

$$t_{АПВ-2} \geq t_{АПВ-1} + t_{вклQ} + t_{рз макс} + t_{откл.Q} + t_{зап}; \quad (81)$$

$$t_{АПВ-2} \geq t_{паузы}; \quad (82)$$

$$t_{АПВ-2} \geq 15,23 + 0,07 + 2,6 + 0,05 + 0,3 = 18,25 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-2} \geq 0,3.$$

5.8 Устройство резервирования отказа выключателя

Реле тока УРОВ предназначено для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателями и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства. Ток срабатывания реле тока УРОВ должен 24 выбираться по возможности минимальным. Рекомендованное значение тока срабатывания от 0,05 до 0,1 тока присоединения. В отдельных случаях могут возникнуть дополнительные ограничения по выбору минимальной уставки по току срабатывания реле тока УРОВ (отстройка от максимального емкостного тока для УРОВ выключателей с пофазными приводами, отстройка от токов через емкостные делители и т.д.), которые должны учитываться при выборе уставок.

Расчет уставки тока срабатывания:

$$I_{C3} = k_{отс} \cdot I_{ном}; \quad (83)$$

$$I_{C3} = 0,2 \cdot 600 = 120 \text{ А.}$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, 0,1-0,2;

$I_{ном}$ – номинальный ток присоединения, принимаемый равным первичному току трансформатора тока отходящего присоединения, $I_{ном} = 75$ А.

Время срабатывания УРОВ:

$$t_{\text{сраб}} = t_{\text{отклQ}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{зап}} + t_{\text{погр}}; \quad (84)$$

$$t_{\text{сраб}} = 0,05 + 0,01 + 0,3 + 0,025 = 0,385 \text{ с.}$$

$$t_1 = 0,4 \text{ с.}$$

Выдержку времени УРОВ «на себя» принимаем по рекомендации производителя:

$$t_2 = 0,1 \text{ с.}$$

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

6.1 Безопасность

Различают следующие виды воздействия электрического поля на человека:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект от этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

- воздействие электрических разрядов, возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками, - тока стекания.

- электрическое поле может стать причиной воспламенения или взрыва паров горючих материалов и смесей в результате возникновения электрических разрядов при соприкосновении предметов и людей с машинами и механизмами.

Для персонала подстанций и линии установлена допустимая продолжительность периодического и длительного

пребывания в электрическом поле при напряженностях на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли):

- 5 кВ/м — время пребывания неограниченно,

- 10 кВ/м — 180 мин,

- 15 кВ/м — 90 мин,

- 20 кВ/м — 10 мин,

- 25 кВ/м — 5 мин.

Выполнение этих условия обеспечивает самовосстановление организма в течение суток без остаточных реакций и функциональных или патологических

изменений.

Обеспечение безопасных условий и охраны труда возлагается на работодателя. Работодатель обязан обеспечить безопасные условия труда, минимизировать риски возникновения производственных травм и профессиональных заболеваний. Каждый работник должен быть ознакомлен с правилами техники безопасности и безукоризненно соблюдать их. Персонал, который обслуживает электроустановки периодически проходит проверку знаний нормативных документов по охране труда. Осознанность и ответственность персонала важный аспект реализация техники безопасности на рабочем месте.

Основной нормативный документ, для персонала обслуживающий электроустановки – Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Все нормативные документы, директивы и инструкции составляются в соответствии с данным документом.

Поскольку новая линия будет проходить параллельно действующей линии необходимо соблюдать нормируемые расстояния от проводов ВЛ доработанных машин и механизмов, а также контролировать их заземление и иные правила техники безопасности.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

6.2 Экологичность

В настоящее время большое внимание уделяется вопросам охраны окружающей среды от воздействия вредных последствий производственной деятельности человека.

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости.

Воздушная линия электропередачи оказывает негативное воздействие на окружающую среду. К основным отрицательным воздействиям относят:

- Влияние электромагнитных полей на живые организмы;
- Изъятие земель в постоянное пользование;
- Вырубка леса;
- Гибель птиц;
- Нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- Загрязнение поверхностных и грунтовых вод во время строительства;
- Акустический шум;
- Создание радио- и телепомех.

ПС оказывает следующие негативные воздействия на окружающую среду:

- Возможна утечка элегаза;
- Загрязнение почв и вод трансформаторным маслом и другими продуктами нефтепереработки;
- Акустический шум;
- Влияние электромагнитных полей на человека;
- Изъятие земель под ПС.

Для минимизации вышеперечисленных воздействий применяются определенные меры.

Для улучшения экологической обстановки вблизи воздушных линий применяются стеклянные изоляторы со сниженным уровнем электромагнитных помех и с уплотнениями из кремнийорганической резины.

СанПиН 1.2.3685-21 в качестве предельно допустимых уровней приняты следующие значения напряженности электрического поля:

- внутри жилых зданий - 0,5 кВ/м;
- на территории зоны жилой застройки - 1 кВ/м;
- в населенной местности, вне зоны жилой застройки (земли городов в

пределах городской черты в границах их перспективного развития на 10 лет, пригородные и зеленые зоны; курорты, земли поселков городского типа, в пределах поселковой черты и сельских населенных пунктов, в пределах черты этих пунктов), а также на территории огородов и садов - 5 кВ/м;

- на участках пересечения ВЛ с автомобильными дорогами I - IV категории - 10 кВ/м;

- в населенной местности (незастроенные местности, хотя бы и часто посещаемые людьми, доступные для транспорта, и сельскохозяйственные угодья) - 15 кВ/м;

- в труднодоступной местности (недоступной для транспорта и сельскохозяйственных машин) и на участках, специально выгороженных для исключения доступа населения, - 20 кВ/м.

Охранная зона линий электропередач – это зона, расположенная по обе стороны ЛЭП, в виде участка земли, водного пространства, включающая в себя также воздушное пространство над данным участком. Величина охранной зоны зависит от места прокладки линии электропередач (вдоль суши, через водоем), ее конструктивного исполнения, назначения, класса напряжения линии.

Охранная зона для ВЛ 220 кВ составляет 25 м, данное расстояние регламентировано Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009 года

№160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

Для воздушных высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) устанавливаются санитарно-защитные зоны по обе стороны от проекции на землю крайних проводов. Эти зоны определяют минимальные расстояния до ближайших жилых, производственных и непроизводственных зданий и сооружений.

Для предотвращения гибели птиц в районах прохождения воздушных линий электропередачи следует устанавливать противоптичьих заградители на

траверсах и тросостойках опор в местах массового расселения крупных птиц и на путях их миграции.

При проектировании новых ВЛ должны предусматриваться меры по предотвращению и уменьшению риска гибели птиц.

В районах Крайнего Севера в проектах должны быть предусмотрены мероприятия по защите ягельников и мохорастительного слоя при прохождении по ним ВЛ.

При прохождении воздушной линии по участкам с вечномерзлым грунтом при рубке просек не следует производить корчевание пней и кустарников, нарушать дерновой слой.

Для предотвращения растекания трансформаторного масла по территории подстанции в случае утечки, под маслонаполненным оборудованием обязательно установлен маслоприемник.

Для расчёта габаритов маслоприёмника необходимо указать данные трансформатора.

Таблица 38 – Габаритные данные трансформатора ТДТН-25000/220

Масса трансформаторного масла	Габариты трансформатора		
	Длина А, мм	Ширина Б, мм	Высота Н, мм
28150	8500	4820	6800

Так как трансформатор имеет массу масла более 20 тонн следует принять маслоприёмник с отводом масла. Маслоприемники с отводом масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м ($h_r = 0,25$ м), либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 75 мм ($h_b = 0,075$ м).

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) 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. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м.

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор).

3) маслоприемник с отводом масла выполняется в случае, если объем масла в единице маслonaполненного оборудования более 20 т.

4) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п. 2.

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м. Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Примем конструкцию маслоприемника с установкой металлической решетки на маслоприемнике.

$\Delta=1,5$ м.

Длина маслоприёмника:

$$A_{\text{МП}} = A_{\text{ТР}} + 2 \cdot \Delta; \quad (85)$$

$$A_{\text{МП}} = 8,5 + 2 \cdot 1,5 = 11,5 \text{ м.}$$

Ширина маслоприёмника:

$$B_{\text{МП}} = B_{\text{ТР}} + 2 \cdot \Delta; \quad (86)$$

$$B_{\text{МП}} = 4,82 + 2 \cdot 1,5 = 7,82 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника, м²:

$$S_{\text{МП}} = A_{\text{МП}} \cdot B_{\text{МП}}; \quad (87)$$

$$S_{\text{МП}} = 11,5 \cdot 7,82 = 89,93 \text{ м}^2.$$

Далее необходимо определить глубину масло приёмника. Плотность трансформаторного масла $\rho_{\text{ТМ}} = 880 \text{ кг/м}^3$, таким образом объём вмещаемого масла.

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M}{\rho_{\text{ТМ}}}; \quad (88)$$

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{28150}{880} = 31,99 \text{ м}^3.$$

Глубина под масло:

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}}; \quad (89)$$

$$h_{TM} = \frac{31,99}{89,93} = 0,356 \text{ м.}$$

В конечном счёте глубина маслоприёмника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{TM} + h_B + h_{\Gamma}; \quad (90)$$

$$h_{МП} = 0,356 + 0,075 + 0,25 = 0,681 \text{ м.}$$

Объём маслосборника должен удовлетворять следующее условие:

$$V_{mc} \geq V_{TM} + V_{H_2O}. \quad (91)$$

Объём воды, вмещаемой в маслоприёмник:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}). \quad (92)$$

где, t – время тушения, 1800 с;

I – интенсивность пожаротушения, 0,2 л/с·м².

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H; \quad (93)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (8,5 + 4,82) \cdot 6,8 = 181,152 \text{ м.}$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 1800 \cdot 0,2 \cdot (89,93 + 181,152) = 78071,61 \text{ л.}$$

Переведём в м³:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}=78,07 \text{ м}^3.$$

Объём маслоборника:

$$V_{\text{мс}}=31,99+78,07=110 \text{ м}^3.$$

В качестве маслоборника можно использовать стандартные емкости. При это в грунте верхний уровень маслоборника должен располагаться ниже дна маслоприемника с отводом масла. Это обеспечит стекание трансформаторного масла и воды, используемой при пожаре, из маслоприемника с отводом масла в маслоборник за счет сил гравитации.

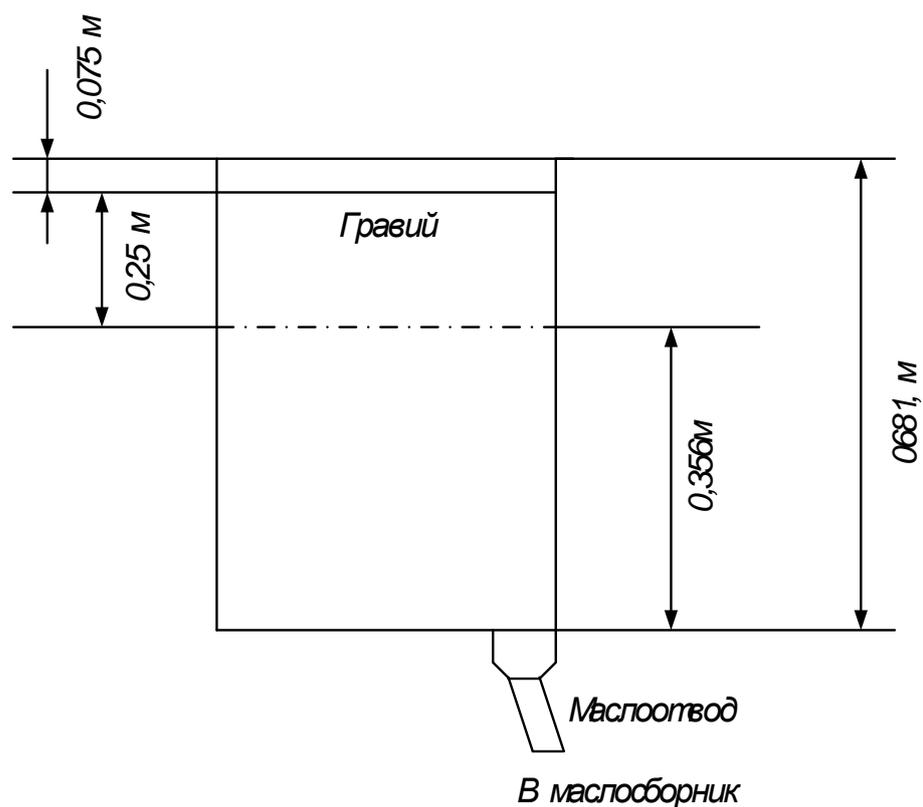


Рисунок 19 — Эскиз маслоприёмника

6.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранение материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла. [8]

Источниками пожара на ПС может быть: электрические аппараты, такие как масляные выключатели, ТТ, силовые трансформаторы, трансформаторы напряжения; работы при которых могут возникнуть искры (сварка, резка); поджог, курение; удар молнии; терроризм и т.д.

Поскольку на ПС существует риск возникновения пожара, необходимо организовать комплекс мер противопожарной защиты, который включает в себя: Меры по обеспечению безопасной жизнедеятельности, которые включают в себя следующие мероприятия – организация аварийного освещения, пожарной сигнализации, наличие освещенных знаков выхода, наличие противопожарных стен между этажами зданиями и помещениями с высокой пожароопасностью для предотвращения распространения огня. [20]

Пассивная противопожарная защита – методы для контроля над распространением огня и минимизации последствий пожара. Такая защита удерживает огонь на ограниченной территории на протяжении определенного периода времени. Элементы пассивной защиты это огнезащитные системы, противопожарные преграды, использование негорючих и недымящихся строительных материалов, наличие щебня вокруг масляного оборудования.

Активная противопожарная защита – непосредственно тушение пожара. В настоящее время все трансформаторы и реакторы оснащаются установками автоматического пожаротушения. Также к месту пожара должны прибыть пожарные бригады. При тушении воздушно-пенным способом пеногенераторы, пожарный ствол и насосы пожарного автомобиля обязательно заземляют. Вся пожарная бригада оснащается диэлектрическими перчатками и ботами или сапогами, это относится и к водителям пожарных машин.

Тушение электроустановок можно производить только распыленной

струей с насадками НРТ-5 с расстояния не менее 5 м. Компактная струя в виду её малого сопротивления и хорошей проводимости не подходит для тушения установок под напряжением.

Порошковыми огнетушителями запрещается (без проведения предварительных испытаний по ГОСТ Р 51057 или ГОСТ Р 51017) тушить электрооборудование, находящееся под напряжением выше 1000 В.

Углекислотные огнетушители запрещается применять для тушения пожаров электрооборудования, находящегося под напряжением выше 10 кВ.

Углекислотные огнетушители с содержанием паров воды в диоксиде углерода более 0,006% масс. и с длиной струи ОТВ менее 3 м запрещается применять для тушения электрооборудования, находящегося под напряжением выше 1000 В.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятиях энергетики широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители, расположенные у каждого взрывоопасного оборудования.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов

горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов возгорания щелочных металлов и других соединений. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега. Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

При производстве таких работ как сварка или резка металла, можно осуществить тушение небольшого пожара с помощью асбестового полотна, войлока, кошмы, путем набрасывания полотна на горящую поверхность.

Для тушения загораний и небольших очагов пожаров горючих жидкостей следует использовать песок. Песок должен быть постоянно сухим, без комков и посторонних примесей. Песок должен храниться в металлических ящиках, укомплектованных совковой лопатой или большим совком.

7 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

После выбора и замены оборудования и модернизации релейной защиты на участке сети ПС Лопча - ПС Юктали, необходимо произвести расчёт всех затрат на реализацию данного проекта.

Расчёт капиталовложений выполним для микропроцессорных терминалов релейной защиты от фирмы «ЭКРА».

В таблице 38 представлена полная информация, касающаяся необходимых нам терминалов. [10]

Таблица 38 - Марки выбранных микропроцессорных терминалов

Марка терминала	Марка терминала (шкафа)	Количество,	Стоимость, руб
ЭКРА	БЭ2704 021	2	690000
ПО и документация	БЭ2704	2	93574

7.1 Капиталовложения в реализацию проекта

Капиталовложения – это совокупность ресурсов (трудовых и финансовых) для создания, расширения предприятия, технического перевооружения и реконструкции. Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

- собственных финансовых ресурсов: прибыли; амортизационных отчислений; финансовых средств инвесторов, полученных от продажи акций, паевых и иных взносов; денежных накоплений, полученных в виде возмещения потерь от аварий, стихийных бедствий и органов страхования и др.;

- заемных средств: банковских кредитов; облигационных займов; коммерческих кредитов и др.;

- привлеченных средств: финансовых средств, централизуемых союзами предприятий в установленном порядке; средств внебюджетных фондов; средств федерального бюджета; средств иностранных инвесторов.

Следует отметить, что обычно финансирование капитальных вложений осуществляется в основном за счет собственных средств, а суммарная величина собственного и привлеченного капитала не превышает 30% общего объема финансирования. Такое соотношение привлеченного и заемного капитала связано с тем, что при высокой доле заемных и привлеченных средств, особенно в случае банкротства предприятия, значительно повышается риск потери инвестором финансовых средств.

В технико-экономических расчетах с целью ориентировочной и быстрой оценки размера капитальных вложений часто пользуются укрупненными показателями и не учитывают некоторых статей расходов (например, налога на добавленную стоимость); не учитываются также элементы сети, суммарная стоимость которых значительно (в сотни раз) меньше стоимости основных элементов сети (таких как выключатели, трансформаторы, воздушные линии, кабельные линии, подстанции и т.д.).

УСП электрических сетей предназначены для: технико-экономических расчетов при сопоставлении вариантов решений выбора схем электрических сетей («схемное» проектирование); оценки эффективности разработки инвестиционных проектов и бизнес-планов; оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого строительства. Капитальные вложения состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обр}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пр}}) \cdot k_{\text{инф}}; \quad (95)$$

где $K_{обр}$ – сметная стоимость оборудования без учёта строительного-монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{СМР}$ – строительные-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{пр}$ – прочие затраты, тыс. руб.;

$k_{инф}$ – коэффициент инфляции.

Таблица 39 - Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно монтажные работы	Прочие затраты
Открытые и закрытые электрических подстанции напряжением 110-750 кВ	100	51	37	12

Сметную стоимость рассчитаем без строительного-монтажных работ.

$$K_{обр} = (2 \cdot 690000 + 93574 \cdot 2) \cdot 3,8 = 5955162,4 \text{ тыс. руб.}$$

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительные-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обр}}{0,51}; \tag{96}$$

$$K_{\Sigma} = \frac{5955162,4}{0,51} = 11676789 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{СТР}=0,37 \cdot K_{\Sigma}; \quad (97)$$

$$K_{СТР}=0,37 \cdot 11676789=4320411,93 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения на прочие расходы:

$$K_{пр}=0,12 \cdot K_{\Sigma}; \quad (98)$$

$$K_{пр}=0,12 \cdot 11676789=1401214 \text{ тыс. руб.}$$

7.2 Расчёт эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года.

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$И=И_{РЭ}+И_{АМ}. \quad (99)$$

После того как расчёт уставок релейной защиты и выбор оборудования был выполнен необходимо представить расчёт затрат на проект.

Амортизация - постепенный перенос цены основных средств производства и его активов, не относящихся к материальным, по мере их поэтапного износа непосредственно на конечную цену выпускаемого ассортимента продукции и услуг.

Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Экономическое содержание износа – потеря стоимости. Выделяют следующие виды:

1. физический износ - это изменение основных свойств объекта, приводящее к снижению качества продукции, повышению частоты отказов, уменьшению производительности.

Различают полный физический износ, который приводит к ликвидации или замене основных фондов новыми (капитальное строительство), и частичный, который возмещается путем ремонта. Кроме того, физический износ может возникать вследствие эксплуатации основного средства (физический износ первого рода) и в результате естественных неблагоприятных воздействий, таких как, например, окисление (физический износ второго рода).

2. моральный износ первого рода — это потеря стоимости в результате появления аналогичных, но более дешевых средств труда;

3. моральный износ второго рода — это потеря стоимости, вызванная появлением аналогичных, но более производительных средств труда.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фонтов в себестоимости определяется по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{сл}}; \quad (100)$$

$$I_{AM} = \frac{11676789}{20} = 583839,45 \text{ тыс. руб.}$$

где K – капиталовложения;

$T_{сл}$ - срок службы оборудования ($T_{сл} = 20$ лет).

В результате износа и старения деталей электротехнических устройств появляется вероятность их отказа, в их параметрах и техническом состоянии. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования способны вызывать длительные перебои в электроснабжении, что приводит к экономическому и социальному ущербу у

потребителей. Все эти факторы требуют тщательной профилактики и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования в надлежащем техническом состоянии.

Главной задачей проведения организационных работ по поддержанию оборудования в надлежащем состоянии решается в системе планово-предупредительных работ (ППР), а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования. Сущность системы ППР заключается в том, что по истечении определенного срока времени в момент ожидаемого отказа проводятся различные виды ремонтного воздействия (ТР, КР и ТО). Чем короче разрыв между фактическим моментом отказа и моментом ожидаемого отказа, тем эффективней система ППР.

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле:

$$I_{p\text{Э}} = \alpha_{op\text{Э}} \cdot K; \quad (101)$$

$$I_{p\text{Э}} = 0,0155 \cdot 1167678 = 180990,22;$$

где $\alpha_{op\text{Э}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ($\alpha_{op\text{Э}} = 0,0155$);

$$I = 180990,22 + 583839,45 = 764829,67.$$

После того, как определили издержки необходимо произвести стоимостную оценку. В нашем случае оценка зависит от объёмов электроэнергии, продаваемой в год. Проведём оценку по формуле:

$$O_i = W_i \cdot T_i; \quad (102)$$

где W_i – полезно отпущенная электроэнергия в год;

T_i – тариф на передачу электроэнергии, 182 руб./МВт·ч.

$$O_{pt}=(W_3+W_{Л})\cdot T_i; \quad (103)$$

где W_3 -количество отпущенной энергии за зимний период, МВт; [9]

$W_{Л}$ -количество отпущенной энергии за летний период, МВт;

$$O_{pt}=(342340+297710)\cdot 182=1,165\cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект:

$$T_{\text{окуп}}=\frac{K}{O_{pt}}; \quad (104)$$

$$T_{\text{окуп}}=\frac{11676789}{1,165\cdot 10^6}=1.$$

Таким образом можно сделать вывод, что проект быстроокупаем в части релейной защиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была проведена модернизация системы релейной защиты и автоматики на ВЛ Лопча – Юктали.

Была представлена существующая характеристика участка сети, в которой были раскрыты климатическая характеристика, рельеф и были указаны представлены характеристики старого оборудования.

Были проведены расчёты токов короткого в ПВК «АРМ СРЗА», в которой были определены токи трёхфазного и однофазного короткого замыкания.

В ходе выполнения данной работы была проведена замена устаревшего оборудования на подстанциях Лопча и Юктали, а также была модернизирована релейная защита с электромеханической релейной базы на микропроцессорную. На подстанциях были установлены выключатели ВЭБ-220 с встроенными трансформаторами тока ТВГ-220, они были проверены и приняты к установке. Были выбраны трансформаторы тока для силовых трансформаторов типа ТДТН-25000/220. Выбрали разъединители типа РГП-220УХЛ1. Принята к эксплуатации гибкая ошиновка на подстанциях. Также для подстанций были выбраны трансформаторы собственных нужд ТМГ-100/10-У1. Были выбраны аккумуляторные батареи и подзарядные устройства для подзарядки аккумуляторов. Мы выбрали высоко частотные заградители ВЗ-1250-0,5 У1 в качестве устройств телемеханики и связи.

Также в ходе выполнения ВКР были выбраны молниезащита и заземлители для подстанции Лопча. Были определены молниезащиты и рассчитаны заземлители и их положения.

В пятом разделе работы была выбрана релейная защита в виде шкафа ШЭ2607 на базе терминала БЭ2704. Были рассчитаны уставки таких защит как: дистанционная защита, дифференциальная защита линии, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита. Были выбраны

устройства автоматики такие как автоматическое повторное включение выключателя и устройства резервирования отказа выключателя.

В разделе «Безопасность и экологичность» были раскрыты требования к безопасности при работе на подстанциях, раскрыты вопросы экологичности в электроэнергетике в частности касательно подстанций и воздушных линий. В данном разделе были раскрыты вопросы пожаробезопасности. В подразделе «Экологичность» был спроектирован маслоприёмник с маслосборником.

В последнем разделе были рассчитаны капиталовложения и издержки в частности выбранной нами релейной защиты и автоматики. Также были определены сроки окупаемости средств РЗА.

В результате проведённых мероприятий стоит сказать, что задачи поставленные перед данной выпускной квалификационной работой выполнены успешно.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319
- 2 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 3 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессором МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 4 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.
- 5 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168 с
- 6 Дьяков А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие.- М.: Издательство МЭИ, 2011.- 248с
- 7 ЗАО Энергомаш (Екатеринбург) –Уралтяжмаш [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/>. (дата обращения 25.04.2021).
- 8 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 9 Министерство экономического развития и связей Амурской области - Схема и программа развития электроэнергетики амурской области на период 2020 – 2024 годов: Благовещенск, 2020.
- 10 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ.

2013.

11 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

12 ОАО Завод «Эталон» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.etaloncom.com/> (дата обращения: 25.05.2021).

13 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М.: 2010.

14 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

15 ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ekra.ru/> (дата обращения: 25.05.2021).

16 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14).

17 ПК БРИЗ [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.pk-briz.ru/>. (дата обращения 16.04.2021).

18 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.

19 Приказ Министерства энергетики РФ от 13 февраля 2019 г. N 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики».

20 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

21 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2017.

22 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н.Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

23 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.

24 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с.

25 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 17.05.2021).

26 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В.

27 Росэнергосервис [Электронный ресурс] : – Режим доступа: <http://www.rosenergосervis.ru/65-vz-1250.htm/>. (дата обращения 25.04.2021).

28 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2014.

29 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2012. – 368 с.

30 ФСК [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://fsk.ru/>. (дата обращения 20.04.2021).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»

Токи короткого замыкания:

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ									
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Лопча - Юктали ДАТА-05.04.2021. ВРЕМЯ-16:04:05									
УЗЕЛ-КЗ 2 10 18 31									
ПЕЧАТЬ 4									
ПОДРЕЖИМ 1									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1									
1-Пояс	Наименование	Трёхфазное КЗ IA (кА)				Однофазное КЗ IA (кА)			
Узла	Узла	на шинах		за выкл.		на шинах		за выкл.	
U=227.8/0 Z1=11.432+j54.642 Z2=11.432+j54.642 Z0=6.661+j56.296									
2-	1С ХОРОГОЧИ	2,36	102	0	0	2,35	100	0	0
1	ЭКВИВАЛЕНТ МАКС	2,01	102	0,34	-78	1,7	101	0,65	-82
3	2С ХОРОГОЧИ	0,34	102	2,01	-78	0,54	100	1,81	-80
4		0	0	2,36	-78	0,11	93	2,24	-80
U=227.9/0 Z1=16.814+j77.968 Z2=16.814+j77.968 Z0=7.039+j68.380									
10-	1С ЛОПЧА	1,65	102	0	0	1,73	100	0	0
3	2С ХОРОГОЧИ	1,27	102	0,38	-78	1,09	101	0,64	-81
11		0	0	1,65	-78	0,14	94	1,59	-79
14	2С ЛОПЧА	0,38	102	1,27	-78	0,5	100	1,23	-80
U=228.2/-0 Z1=22.410+j102.840 Z2=22.410+j102.840 Z0=8.048+j78.290									
18-	1С ЮКТАЛИ	1,25	102	0	0	1,37	101	0	0
14	2С ЛОПЧА	0,78	102	0,47	-78	0,7	101	0,67	-80
19	2С ЮКТАЛИ	0,47	102	0,78	-78	0,58	100	0,78	-79
20		0	0	1,25	-78	0,09	95	1,28	-79
U=228.4/-0 Z1=23.762+j109.947 Z2=23.762+j109.947 Z0=6.617+j70.871									
31-	1С ХАНИ	1,17	102	0	0	1,34	101	0	0
26	1С ОЛЁКМА	0,58	103	0,59	-78	0,59	101	0,75	-80
32		0	0	1,17	-78	0,08	95	1,26	-79

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»

Уставки ДЗ со стороны ПС Лопча:

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 05.04.2021 Время - 15:02:02						
СЕТЬ Лопча - Юктали						
ЭЛ ВЛ ЛОПЧА - ЮКТАЛИ						
ПС 2С ЛОПЧА						
Защита 1091	Тип БЭ2704		Ступень 1			
Ветвь 14-18	КТГ 600/5					
Узел	КТН 2200					
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU	53	Котс=	ВИД-КЗ ABC		ZAB=64.29 77
	RY	27,9	0,85	УЗЕЛ-КЗ 18		
	ФМ	77				
	Ч					
	Ф2	-22				
	Ф3	120				
	AL	0				
СЕТЬ Лопча - Юктали						
ЭЛ ВЛ ЛОПЧА - ЮКТАЛИ						
ПС 2С ЛОПЧА						
Защита 1091	Тип ЭПЗ-1636		Ступень 2			
Ветвь 14-18	КТГ 600/5					
Узел	КТН 2200					
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ	XU	88,5	0,85	ВИД-КЗ ABC		ZCA=107.36 77
БЭ2704	RY	46,6		ВЕРР 113/19		ZAB(Б)=43.07 77

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»

	ФМЧ	77	КЧ _{зр} =			
	Ф2	-22	1,4			
	Ф3	120				
	ХВТ	4,83				
	РВТ	2,54				
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	ЛТР	0,5	22,6			
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	ХУ	53	0,85	ВИД-КЗ АВС		ZCA=64.29 77
	РУ	27,9		УЗЕЛ-КЗ 19		
	ФМЧ	77				
	Ф2	-22				
	Ф3	120				
	AL	0				
СОГЛАСОВАНИЕ	ХУ	121,6	0,85	ВИД-КЗ АВС		ZAB=64.29 77
с 3 СТУПЕНЬЮ	РУ	64,1		УЗ-КЗ Х 19		ZAB(Б)=0.000 0
ХУ=150.2	ФМЧ	77		Защ Б работает		
РУ=79.0	Ф2	-22		Zкз<Zсз - расчет		
ФМЧ 77	Ф3	120		уст-ки по Kт=0.600		
Ф2 -22	AL	0		Zр=147.54 77		
Ф3 120						
защита 1135						
ШЭ2607						
(19-26)						
ЭЛ:ВЛ ЮКТАЛИ						
- ХАНИ						
ПС:2С ЮКТАЛИ						
				ВИД-КЗ АВС		ZAB=65.24 77
				УЗ-КЗ Х 19		ZAB(Б)=1.58 - 103
				Защ Б - обратное направл мощности		

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»

ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XУ	121,6	1,22	ВИД-КЗ АВС		ZAB=101.94 77
	РУ	64,1	277	УЗЕЛ-КЗ 26		IAB=1107 -47
	ФМЧ	77	KЧзр=			
	Ф2	-22	1,22			
	Ф3	120				
	ХВТ	6,63				
	РВТ	3,5				
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	JTP	0,5	18,5			

Уставки ДЗ со стороны ПС Юктали:

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 05.04.2021 Время - 15:03:55						
СЕТЬ Лопча - Юктали						
ЭЛ ВЛ ЛОПЧА - ЮКТАЛИ						
ПС 1С ЮКТАЛИ						
Защита 1092	Тип БЭ2704 Ступень 1					
Ветвь 18-14	КТТ 600/5					
Узел	КТН 2200					
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XУ	53	Kотс=	ВИД-КЗ АВС		ZAB=64.29 77
	РУ	27,9	0,85	УЗЕЛ-КЗ 10		
	ФМЧ	77				
	Ф2	-22				
	Ф3	120				
	AL	0				

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»

СОГЛАСОВАНИЕ	XУ	89,7	0,85	ВИД-КЗ АВС		ZCA=102.62 77
с 2 СТУПЕНЬЮ	РУ	47,3		УЗ-КЗ Х 2		ZCA(Б)=38.33 77
49.5 T=0.50	ФМЧ	77		Защ Б работает		
ФМЧ 80	Ф2	-22		Zкз<Zсз - расчет		
защита 1052	Ф3	120		уст-ки по Kт=1.000		
ЭПЗ-1636	АL	0		Zp=108.84 77		
(10-3)						
ЭЛ:ВЛ ХОРОГОЧ						
И - ЛОПЧА						
ПС:1С ЛОПЧА						
	XУ	89,7	0,85	ВИД-КЗ АВС		ZCA=108.81 77
	РУ	47,3		УЗ-КЗ Х 2		ZCA(Б)=44.52 77
	ФМЧ	77		Z1д=0.201+j0.882		
	Ф2	-22		Z0д=0.60+j2.64		
	Ф3	120				
	АL	0				
ЧУВСТВИ-	XУ	89,7	1,43	ВИД-КЗ АВС		ZBC=64.29 77
НОСТЬ	РУ	47,3	309	УЗЕЛ-КЗ 10		IBC=662 -168
	ФМЧ	77	KЧзр=			
	Ф2	-22	1,42			
	Ф3	120				
	ХВТ	4,89				
	РВТ	2,58				
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	JTP	0,5	11			
СОГЛАСОВАНИЕ	XУ	174,8	0,85	ВИД-КЗ АВС		ZAB=64.29 77
с 2 СТУПЕНЬЮ	РУ	92		УЗ-КЗ Х 10		ZAB(Б)=0.000 0
49.5 T=0.50	ФМЧ	77		Защ Б работает		
ФМЧ 80	Ф2	-22		Zкз<Zсз - расчет		
защита 1052	Ф3	120		уст-ки по Kт=3.316		
ЭПЗ-1636	АL	0		Zp=212.02 77		
(10-3)						
ЭЛ:ВЛ ХОРОГОЧ						
И - ЛОПЧА						
ПС:1С ЛОПЧА						

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»

				ВИД-КЗ ABC		ZAB=65.94 77
				УЗ-КЗ_X 10		ZAB(Б)=0.499 -103
				Защ Б - обратное		
				направл мощности		
ЧУВСТВИ-						
НОСТЬ	XУ	174,8	1,75	ВИД-КЗ ABC		ZAB=102.62 77
	РУ	92	377	УЗЕЛ-КЗ 2		IAB=596 -48
	ФМЧ	77	КЧзр=			
	Ф2	-22	1,68			
	Ф3	120				
	ХВТ	9,53				
	РВТ	5,02				
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	JTP	0,5	9,94			
	XУ	174,8	2,79	ВИД-КЗ ABC		ZAB=64.29 77
	РУ	92	602	УЗЕЛ-КЗ 10		IAB=662 -48
	ФМЧ	77	КЧзр=			
	Ф2	-22	1,68			
	Ф3	120				
	ХВТ	9,53				
	РВТ	5,02				
	ХУМИН	0,01				
	РУМИН	0,01				
	JTP	0,5	11			

Уставки ТЗНП со стороны ПС Лопча:

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ	
Дата формирования документа - 05.04.2021 Время - 15:29:09	
СЕТЬ Лопча - Юктали	
ЭЛ ВЛ ЛОПЧА - ЮКТАЛИ	
ПС 2С ЛОПЧА	
Защита 1091	Тип ТЗНП Степень 1
Ветвь 14-18	КТТ 600/5
Узел	КТН 2200

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»

Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	690	1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 108/17/16	3I0=531 -78
				УЗЕЛ-КЗ 19	ОТКЛ 0 20-23	3U0=60.54 -174
					ОТКЛ 0 21-20	
					ОТКЛ 0 36-40	
					ОТКЛ 0 22-19	
					ОТКЛ 0 22-25	
					ОТКЛ 0 24-22	
					ОТКЛ 0 28-30	
					ОТКЛ 0 28-27	
					ОТКЛ 0 29-28	
	УСТ	618	1	ВИД-КЗ АВ0	ЭЛ 108/17/16	3I0=475 -139
				УЗЕЛ-КЗ 19	ОТКЛ 0 20-23	3U0=54.18 125
					ОТКЛ 0 21-20	
					ОТКЛ 0 36-40	
					ОТКЛ 0 22-19	
					ОТКЛ 0 22-25	
					ОТКЛ 0 24-22	
					ОТКЛ 0 28-30	
					ОТКЛ 0 28-27	
					ОТКЛ 0 29-28	
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ	УСТ	233	1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 108	3I0=212 -72
с 1 СТУПЕНЬЮ				ВЕЕР 113/19		3U0=24.15 -168
530 T=0.30				19-26,0.776		3I0(Б)=530 -79
защита 1135						3U0(Б)=64.91 -173
ТЗНП						
(19-26)						
ЭЛ:ВЛ ЮКТАЛИ						
- ХАНИ						
ПС:2С ЮКТАЛИ						
	УСТ	332	1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 108 121	3I0=302 -75
				ВЕЕР 113/19	ОТКЛ 0 27-28	3U0=36.27 -171
				19-26,0.680	ОТКЛ 0 22-19	3I0(Б)=530 -79
						3U0(Б)=94.31 -175

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»

Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	215	1,78	ВИД-КЗ А0		3I0=383 -75
PM=ЭЛ/МЕХ	РСР	3	27,5	УЗЕЛ-КЗ 19		3U0=34.07 -170
Ктн=2200/1.73	ФМЧ	70				
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	215	1,78	ВИД-КЗ А0		3I0=383 -75
PM=ЭЛ/МЕХ	РСР	3	27,5	УЗЕЛ-КЗ 19		3U0=34.07 -170
Ктн=2200/1.73	ФМЧ	70				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ	УСТ	66	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 118	3I0=140 -69
с 3 СТУПЕНЬЮ				УЗ-КЗ Х 39		3U0=12.50 -164
142 Т=2.10				Защ Б работает		3I0(Б)=334 -75
защита 1135				Ikз>Iсз - расчет		3U0(Б)=39.49 -169
ТЗНП				уст-ки по Кт=0.421		
(19-26)						
ЭЛ:ВЛ ЮКТАЛИ						
- ХАНИ						
ПС:2С ЮКТАЛИ						
	УСТ	66	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 118	3I0=60 -68
				УЗ-КЗ Х 39		3U0=5.32 -163
				Z1д=18.69+j81.83		3I0(Б)=142 -74
				Z0д=56+j246		3U0(Б)=16.81 -168

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»

ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	66	1,8	ВИД-КЗ А0		3I0=122 -68
PM=ЭЛ/МЕХ	PCP	3	2,8	УЗЕЛ-КЗ 39		3U0=10.82 -163
Kтн=2200/1.73	ФМЧ	70				

Уставки ТЗНП со стороны ПС Юктали:

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ						
Дата формирования документа - 05.04.2021 Время - 15:48:26						
СЕТЬ Лопча - Юктали						
ЭЛ ВЛ ЛОПЧА - ЮКТАЛИ						
ПС 1С ЮКТАЛИ						
Защита 1092	Тип ТЗНП Ступень 1					
Ветвь 18-14	КТТ 600/5					
Узел	КТН 2200					
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	619	1,3	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 107/12/13	3I0=476 -77
				УЗЕЛ-КЗ 10		3U0=51.93 -172
	УСТ	592	1,3	ВИД-КЗ АВ0	ЭЛ 107/12/13	3I0=456 -139
				УЗЕЛ-КЗ 10		3U0=49.72 127
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	619	0,35	ВИД-КЗ А0		3I0=214 -72
PM=ЭЛ/МЕХ	PCP	3	10,5	УЗЕЛ-КЗ 3		3U0=23.32 -166
Kтн=2200/1.73	ФМЧ	70				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ	УСТ	296	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 107	3I0=277 -74
с 1 СТУПЕНЬЮ				УЗ-КЗ_Х 3		3U0=30.18 -168
468 T=0.30				Защ Б работает		3I0(Б)=481 -78
защита 1052				Iкз>Iсз - расчет		3U0(Б)=83.30 -174
ТЗНП				уст-ки по Kт=0.575		

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»

	УСТ	296	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 107	3I0=269 -74
				УЗ-КЗ Х 3		3U0=29.36 -168
				Z1д=0.213+j0.934		3I0(Б)=468 -78
				Z0д=0.64+j2.80		3U0(Б)=81.05 -174
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	296	0,72	ВИД-КЗ А0		3I0=214 -72
PM=ЭЛ/МЕХ	РСР	3	10,5	УЗЕЛ-КЗ 3		3U0=23.32 -166
Kтн=2200/1.73	ФМЧ	70				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ	УСТ	91	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 107	3I0=277 -74
с 2 СТУПЕНЬЮ				УЗ-КЗ Х 2		3U0=30.18 -168
144 T=0.50				Защ Б работает		3I0(Б)=481 -78
защита 1052				Iкз>Iсз - расчет		3U0(Б)=83.30 -174
ТЗНП				уст-ки по Kт=0.575		
(10-3)						
ЭЛ:ВЛ ХОРОГОЧ						
И - ЛОПЧА						
ПС:1С ЛОПЧА						
	УСТ	91	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 107	3I0=83 -72
				УЗ-КЗ Х 2		3U0=9.03 -166
				Z1д=17.92+j78.47		3I0(Б)=144 -76
				Z0д=54+j235		3U0(Б)=24.92 -172
СОГЛАСОВАНИЕ	УСТ	91	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 107	3I0=277 -74
с 2 СТУПЕНЬЮ				УЗ-КЗ Х 2		3U0=30.18 -168
144 T=0.50				Защ Б работает		3I0(Б)=481 -78
защита 1052				Iкз>Iсз - расчет		3U0(Б)=83.30 -174

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Результаты расчёта токов короткого замыкания и уставок релейной защиты в ПВК «АРМ СРЗА»

ТЗНП				уст-ки по $K_T=0.575$		
(10-3)						
ЭЛ:ВЛ ХОРОГОЧ						
И - ЛОПЧА						
ПС:1С ЛОПЧА						
	УСТ	91	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 107	$3I_0=83 -72$
				УЗ-КЗ Х 2		$3U_0=9.03 -166$
				$Z_{1д}=17.92+j78.47$		$3I_0(Б)=144 -76$
				$Z_{0д}=54+j235$		$3U_0(Б)=24.92 -172$
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	91	2,35	ВИД-КЗ А0		$3I_0=214 -72$
PM=ЭЛ/МЕХ	РСР	3	10,5	УЗЕЛ-КЗ 2		$3U_0=23.32 -166$
$K_{тн}=2200/1.73$	ФМЧ	70				
Расч усл	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ	УСТ	53	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 107	$3I_0=277 -74$
с 3 СТУПЕНЬЮ				УЗ-КЗ Х 1		$3U_0=30.18 -168$
84 T=1.00				Защ Б работает		$3I_0(Б)=481 -78$
защита 1052				$I_{кз}>I_{сз}$ - расчет		$3U_0(Б)=83.30 -174$
ТЗНП				уст-ки по $K_T=0.575$		
(10-3)						
ЭЛ:ВЛ ХОРОГОЧ						
И - ЛОПЧА						
ПС:1С ЛОПЧА						
	УСТ	53	1,1	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 107	$3I_0=48 -72$
				УЗ-КЗ Х 1		$3U_0=5.27 -166$
				$Z_{1д}=36+j158$		$3I_0(Б)=84 -76$
				$Z_{0д}=109+j475$		$3U_0(Б)=14.54 -171$
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	53	5,22	ВИД-КЗ А0	ЭЛ 107	$3I_0=277 -74$
PM=ЭЛ/МЕХ	РСР	3	17,5	УЗЕЛ-КЗ 1		$3U_0=30.18 -168$
$K_{тн}=2200/1.73$	ФМЧ	70				

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЛИНИЙ

Расчёт в ПВК MathCad 15

ПС 220кВ Хорогочи

ТРАНСФОРМАТОР 1

$$S_{HT1} := 25 \quad u_{KBH1} := 19.1$$

$$U_{BH1} := 230 \quad u_{KBC1} := 12.7$$

$$U_{CH1} := 38.5 \quad u_{KCH1} := 6.28$$

$$U_{HH1} := 11$$

$$uk11 := 0.5(u_{KBH1} + u_{KBC1} - u_{KCH1}) = 12.76$$

$$uk12 := 0.5(u_{KCH1} + u_{KBC1} - u_{KBH1}) = -0.06$$

$$uk13 := 0.5(u_{KBH1} + u_{KCH1} - u_{KBC1}) = 6.34$$

$$X_{T11} := \frac{[uk11 \cdot (U_{BH1})^2]}{(100 \cdot S_{HT1})} = 270.002$$

$$X_{T12} := \frac{[uk12 \cdot (U_{CH1})^2]}{(100 \cdot S_{HT1})} = -0.036$$

$$X_{T13} := \frac{[uk13 \cdot (U_{HH1})^2]}{(100 \cdot S_{HT1})} = 0.307$$

$$k_{TPBH1} := \frac{U_{BH1}}{U_{CH1}} = 5.974$$

$$k_{TPCH1} := \frac{U_{CH1}}{U_{CH1}} = 1$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$k_{\text{ТрНН1}} := \frac{U_{\text{НН1}}}{U_{\text{СН1}}} = 0.286$$

ТРАНСФОРМАТОР 2

$$S_{\text{НТ2}} := 25 \quad u_{\text{кВН2}} := 18.9$$

$$U_{\text{ВН2}} := 230 \quad u_{\text{кВс2}} := 12.7$$

$$U_{\text{СН2}} := 38.5 \quad u_{\text{кСН2}} := 6.13$$

$$U_{\text{НН2}} := 11$$

$$uk21 := 0.5(u_{\text{кВН2}} + u_{\text{кВс2}} - u_{\text{кСН2}}) = 12.735$$

$$uk22 := 0.5(u_{\text{кСН2}} + u_{\text{кВс2}} - u_{\text{кВН2}}) = -0.035$$

$$uk23 := 0.5(u_{\text{кВН2}} + u_{\text{кСН2}} - u_{\text{кВс2}}) = 6.165$$

$$X_{\text{Т21}} := \frac{[uk21 \cdot (U_{\text{ВН2}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{НТ2}})} = 269.473$$

$$X_{\text{Т22}} := \frac{[uk22 \cdot (U_{\text{СН2}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{НТ2}})} = -0.021$$

$$X_{\text{Т23}} := \frac{[uk23 \cdot (U_{\text{НН2}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{НТ2}})} = 0.298$$

$$k_{\text{ТрВН2}} := \frac{U_{\text{ВН2}}}{U_{\text{СН2}}} = 5.974$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$k_{\text{трсн2}} := \frac{U_{\text{сн2}}}{U_{\text{сн2}}} = 1$$

$$k_{\text{трнн2}} := \frac{U_{\text{нн2}}}{U_{\text{сн2}}} = 0.286$$

ВЛ 220 кВ Хорогочи - Лопча

$$R_{\text{уд}} := 0.098 \quad I_{\text{ХЛ}} := 87.1$$

$$X_{\text{уд}} := 0.429$$

$$R_0 := R_{\text{уд}} \cdot 3 = 0.294$$

$$X_0 := X_{\text{уд}} \cdot 3 = 1.287$$

$$R_{\text{ХЛнул}} := R_0 \cdot I_{\text{ХЛ}} = 25.607 \quad R_{\text{ХЛп}} := R_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ХЛ}} = 8.536$$

$$X_{\text{ХЛнул}} := X_0 \cdot I_{\text{ХЛ}} = 112.098 \quad X_{\text{ХЛп}} := X_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ХЛ}} = 37.366$$

ПС 220 кВ Лопча

ТРАНСФОРМАТОР 1

$$S_{\text{НТЗ}} := 25 \quad u_{\text{квн3}} := 19.1$$

$$U_{\text{вн3}} := 230 \quad u_{\text{квс3}} := 12.7$$

$$U_{\text{сн3}} := 38.5 \quad u_{\text{ксн3}} := 6.31$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$U_{\text{HH3}} := 11$$

$$uk31 := 0.5(u_{\text{KBH3}} + u_{\text{KBC3}} - u_{\text{KCH3}}) = 12.745$$

$$uk32 := 0.5(u_{\text{KCH3}} + u_{\text{KBC3}} - u_{\text{KBH3}}) = -0.045$$

$$uk33 := 0.5(u_{\text{KBH3}} + u_{\text{KCH3}} - u_{\text{KBC3}}) = 6.355$$

$$X_{\text{T31}} := \frac{[uk31 \cdot (U_{\text{BH3}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT3}})} = 269.684$$

$$X_{\text{T32}} := \frac{[uk32 \cdot (U_{\text{CH3}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT3}})} = -0.027$$

$$X_{\text{T33}} := \frac{[uk33 \cdot (U_{\text{HH3}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT3}})} = 0.308$$

$$k_{\text{ГРBH3}} := \frac{U_{\text{BH3}}}{U_{\text{CH3}}} = 5.974$$

$$k_{\text{ГРCH3}} := \frac{U_{\text{CH3}}}{U_{\text{CH3}}} = 1$$

$$k_{\text{ГРHH3}} := \frac{U_{\text{HH3}}}{U_{\text{CH3}}} = 0.286$$

ТРАНСФОРМАТОР 2

$$S_{\text{HT4}} := 25 \quad u_{\text{KBH4}} := 19.1$$

$$U_{\text{BH4}} := 230 \quad u_{\text{KBC4}} := 12.8$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$U_{\text{CH4}} := 38.5 \quad u_{\text{KCH4}} := 6.28$$

$$U_{\text{HH4}} := 11$$

$$uk41 := 0.5(u_{\text{KBH4}} + u_{\text{KBC4}} - u_{\text{KCH4}}) = 12.81$$

$$uk42 := 0.5(u_{\text{KCH4}} + u_{\text{KBC4}} - u_{\text{KBH4}}) = -10 \times 10^{-3}$$

$$uk43 := 0.5(u_{\text{KBH4}} + u_{\text{KCH4}} - u_{\text{KBC4}}) = 6.29$$

$$X_{\text{T41}} := \frac{[uk41 \cdot (U_{\text{BH4}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT4}})} = 271.06$$

$$X_{\text{T42}} := \frac{[uk42 \cdot (U_{\text{CH4}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT4}})} = -5.929 \times 10^{-3}$$

$$X_{\text{T43}} := \frac{[uk43 \cdot (U_{\text{HH4}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT4}})} = 0.304$$

$$k_{\text{ГРВH4}} := \frac{U_{\text{BH4}}}{U_{\text{CH4}}} = 5.974$$

$$k_{\text{ГРСН4}} := \frac{U_{\text{CH4}}}{U_{\text{CH4}}} = 1$$

$$k_{\text{ГРHH4}} := \frac{U_{\text{HH4}}}{U_{\text{CH4}}} = 0.286$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт в ПВК MathCad 15

ВЛ 220 кВ Лопча - Юктали

$$I_{\text{ЛЮ}} := 146.1$$

$$R_{\text{ЛЮНУЛ}} := R_0 \cdot I_{\text{ЛЮ}} = 42.953 \quad R_{\text{ЛЮП}} := R_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ЛЮ}} = 14.318$$

$$X_{\text{ЛЮНУЛ}} := X_0 \cdot I_{\text{ЛЮ}} = 188.031 \quad X_{\text{ЛЮП}} := X_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ЛЮ}} = 62.677$$

ПС 220 кВ Юктали

ТРАНСФОРМАТОР 1

$$S_{\text{HT5}} := 25 \quad U_{\text{CH5}} := 38.5 \quad u_{\text{KBH5}} := 19.4 \quad u_{\text{KCH5}} := 6.2$$

$$U_{\text{BH5}} := 230 \quad U_{\text{HH5}} := 11 \quad u_{\text{KBC5}} := 13.1$$

$$uk51 := 0.5(u_{\text{KBH5}} + u_{\text{KBC5}} - u_{\text{KCH5}}) = 13.15$$

$$uk52 := 0.5(u_{\text{KCH5}} + u_{\text{KBC5}} - u_{\text{KBH5}}) = -0.05$$

$$uk53 := 0.5(u_{\text{KBH5}} + u_{\text{KCH5}} - u_{\text{KBC5}}) = 6.25$$

$$X_{\text{T51}} := \frac{[uk51 \cdot (U_{\text{BH5}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT5}})} = 278.254$$

$$X_{\text{T52}} := \frac{[uk52 \cdot (U_{\text{CH5}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT5}})} = -0.03$$

$$X_{\text{T53}} := \frac{[uk53 \cdot (U_{\text{HH5}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT5}})} = 0.302$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$k_{\text{ГРВН5}} := \frac{U_{\text{ВН5}}}{U_{\text{СН5}}} = 5.974$$

$$k_{\text{ГРСН5}} := \frac{U_{\text{СН5}}}{U_{\text{СН5}}} = 1$$

$$k_{\text{ГРНН5}} := \frac{U_{\text{НН5}}}{U_{\text{СН5}}} = 0.286$$

ТРАНСФОРМАТОР 2

$$S_{\text{НТ6}} := 25 \quad u_{\text{кВН6}} := 19.0$$

$$U_{\text{ВН6}} := 230 \quad u_{\text{кВс6}} := 12.8$$

$$U_{\text{СН6}} := 38.5 \quad u_{\text{кСН6}} := 6.23$$

$$U_{\text{НН6}} := 11$$

$$uk61 := 0.5(u_{\text{кВН6}} + u_{\text{кВс6}} - u_{\text{кСН6}}) = 12.785$$

$$uk62 := 0.5(u_{\text{кСН6}} + u_{\text{кВс6}} - u_{\text{кВН6}}) = 0.015$$

$$uk63 := 0.5(u_{\text{кВН6}} + u_{\text{кСН6}} - u_{\text{кВс6}}) = 6.215$$

$$X_{\text{Т61}} := \frac{[uk61 \cdot (U_{\text{ВН6}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{НТ6}})} = 270.531$$

$$X_{\text{Т62}} := \frac{[uk62 \cdot (U_{\text{СН6}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{НТ6}})} = 8.894 \times 10^{-3}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$X_{Т63} := \frac{[uk63 \cdot (U_{HH6})^2]}{(100 \cdot S_{HT6})} = 0.301$$

$$k_{ГРВH6} := \frac{U_{BH6}}{U_{CH6}} = 5.974$$

$$k_{ГРСН6} := \frac{U_{CH6}}{U_{CH6}} = 1$$

$$k_{ГРHH6} := \frac{U_{HH6}}{U_{CH6}} = 0.286$$

ПС 220 кВ Хани

ТРАНСФОРМАТОР 1

$$S_{HT7} := 25 \quad u_{KBH7} := 18.9$$

$$U_{BH7} := 230 \quad u_{KBС7} := 12.6$$

$$U_{CH7} := 38.5 \quad u_{КСН7} := 6.23$$

$$U_{HH7} := 11$$

$$uk71 := 0.5(u_{KBH7} + u_{KBС7} - u_{КСН7}) = 12.635$$

$$uk72 := 0.5(u_{КСН7} + u_{KBС7} - u_{KBH7}) = -0.035$$

$$uk73 := 0.5(u_{KBH7} + u_{КСН7} - u_{KBС7}) = 6.265$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$X_{T71} := \frac{[uk71 \cdot (U_{BH7})^2]}{(100 \cdot S_{HT7})} = 267.357$$

$$X_{T72} := \frac{[uk72 \cdot (U_{CH7})^2]}{(100 \cdot S_{HT7})} = -0.021$$

$$X_{T73} := \frac{[uk73 \cdot (U_{HH7})^2]}{(100 \cdot S_{HT7})} = 0.303$$

$$k_{TPBH7} := \frac{U_{BH7}}{U_{CH7}} = 5.974$$

$$k_{TPCH7} := \frac{U_{CH7}}{U_{CH7}} = 1$$

$$k_{TPHH7} := \frac{U_{HH7}}{U_{CH7}} = 0.286$$

ТРАНСФОРМАТОР 2

$$S_{HT8} := 25 \quad u_{KBH8} := 19.3$$

$$U_{BH8} := 230 \quad u_{KBC8} := 12.9$$

$$U_{CH8} := 38.5 \quad u_{KCH8} := 6.2$$

$$U_{HH8} := 11$$

$$uk81 := 0.5(u_{KBH8} + u_{KBC8} - u_{KCH8}) = 13$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$uk82 := 0.5(u_{кч8} + u_{квс8} - u_{квн8}) = -0.1$$

$$uk83 := 0.5(u_{квн8} + u_{кч8} - u_{квс8}) = 6.3$$

$$X_{т81} := \frac{[uk81 \cdot (U_{вн8})^2]}{(100 \cdot S_{HT8})} = 275.08$$

$$X_{т82} := \frac{[uk82 \cdot (U_{ч8})^2]}{(100 \cdot S_{HT8})} = -0.059$$

$$X_{т83} := \frac{[uk83 \cdot (U_{нн8})^2]}{(100 \cdot S_{HT8})} = 0.305$$

$$k_{трвн8} := \frac{U_{вн8}}{U_{ч8}} = 5.974$$

$$k_{трч8} := \frac{U_{ч8}}{U_{ч8}} = 1$$

$$k_{трнн8} := \frac{U_{нн8}}{U_{ч8}} = 0.286$$

ПС 220 кВ Олёкма

$$S_{HT9} := 25 \quad u_{квн9} := 20$$

$$U_{вн9} := 230 \quad u_{квс9} := 12.7$$

$$U_{ч9} := 38.5 \quad u_{кч9} := 6.45$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$U_{\text{HH9}} := 11$$

$$uk91 := 0.5(u_{\text{KBH9}} + u_{\text{KBC9}} - u_{\text{KCH9}}) = 13.125$$

$$uk92 := 0.5(u_{\text{KCH9}} + u_{\text{KBC9}} - u_{\text{KBH9}}) = -0.425$$

$$uk93 := 0.5(u_{\text{KBH9}} + u_{\text{KCH9}} - u_{\text{KBC9}}) = 6.875$$

$$X_{\text{T91}} := \frac{[uk91 \cdot (U_{\text{BH9}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT9}})} = 277.725$$

$$X_{\text{T92}} := \frac{[uk92 \cdot (U_{\text{CH9}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT9}})} = -0.252$$

$$X_{\text{T93}} := \frac{[uk93 \cdot (U_{\text{HH9}})^2]}{(100 \cdot S_{\text{HT9}})} = 0.333$$

$$k_{\text{ГРВH9}} := \frac{U_{\text{BH9}}}{U_{\text{CH9}}} = 5.974$$

$$k_{\text{ГРСН9}} := \frac{U_{\text{CH9}}}{U_{\text{CH9}}} = 1$$

$$k_{\text{ГРHH9}} := \frac{U_{\text{HH9}}}{U_{\text{CH9}}} = 0.286$$

ВЛ 220 кВ Юктали - Олёкма

$$I_{\text{ЮО}} := 85.66$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$R_{\text{ЮОнул}} := R_0 \cdot I_{\text{ЮО}} = 25.184$$

$$R_{\text{ЮОп}} := R_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ЮО}} = 8.395$$

$$X_{\text{ЮОнул}} := X_0 \cdot I_{\text{ЮО}} = 110.244$$

$$X_{\text{ЮОп}} := X_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ЮО}} = 36.748$$

ВЛ 220 кВ Олёкма - Хани

$$I_{\text{ОХ}} := 48.86$$

$$R_{\text{ОХнул}} := R_0 \cdot I_{\text{ОХ}} = 14.365$$

$$R_{\text{ОХп}} := R_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ОХ}} = 4.788$$

$$X_{\text{ОХнул}} := X_0 \cdot I_{\text{ОХ}} = 62.883$$

$$X_{\text{ОХп}} := X_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ОХ}} = 20.961$$

ВЛ 220 кВ Юктали - Хани

$$I_{\text{ЮХ}} := 134.5$$

$$R_{\text{ЮХнул}} := R_0 \cdot I_{\text{ЮХ}} = 39.543$$

$$R_{\text{ЮХп}} := R_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ЮХ}} = 13.181$$

$$X_{\text{ЮХнул}} := X_0 \cdot I_{\text{ЮХ}} = 173.101$$

$$X_{\text{ЮХп}} := X_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ЮХ}} = 57.7$$

Отпайка ПС 220 кВ Олёкма

$$I_{\text{О}} := 0.4$$

$$R_{\text{Онул}} := R_0 \cdot I_{\text{О}} = 0.118$$

$$R_{\text{Оп}} := R_{\text{уд}} \cdot I_{\text{О}} = 0.039$$

$$X_{\text{Онул}} := X_0 \cdot I_{\text{О}} = 0.515$$

$$X_{\text{Оп}} := X_{\text{уд}} \cdot I_{\text{О}} = 0.172$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{X1c3} := 2.35$$

$$I_{Л1c3} := 1.65$$

$$I_{X2c3} := 2.35$$

$$I_{Л2c3} := 1.65$$

$$I_{Хани1c3} := 1.17$$

$$I_{Ю1c3} := 1.25$$

$$I_{Хани2c3} := 1.17$$

$$I_{Ю2c3} := 1.25$$

$$I_O := 0.57$$

$$I_{X1c} := \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot I_{X1c3} = 2.035$$

$$I_{X2c} := \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot I_{X2c3} = 2.035$$

$$I_{Л1c} := \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot I_{Л1c3} = 1.429$$

$$I_{Л2c} := \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot I_{Л2c3} = 1.429$$

$$I_{O2} := \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot I_O = 0.494$$

$$I_{Хани1c} := \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot I_{Хани1c3} = 1.013$$

$$I_{Хани2c} := \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot I_{Хани2c3} = 1.013$$

$$I_{Ю1c} := \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot I_{Ю1c3} = 1.083$$

$$I_{Ю2c} := \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot I_{Ю2c3} = 1.083$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$K_{уд} := 1.78$$

$$I_{X1Cуд} := (\sqrt{2}) \cdot I_{X1c3} \cdot K_{уд} = 5.916$$

$$I_{X2Cуд} := (\sqrt{2}) \cdot I_{X2c3} \cdot K_{уд} = 5.916$$

$$I_{Л1Cуд} := (\sqrt{2}) \cdot I_{Л1c3} \cdot K_{уд} = 4.154$$

$$I_{Л2Cуд} := (\sqrt{2}) \cdot I_{Л2c3} \cdot K_{уд} = 4.154$$

$$I_{Хани1Cуд} := (\sqrt{2}) \cdot I_{Хани1c3} \cdot K_{уд} = 2.945$$

$$I_{Хани2Cуд} := (\sqrt{2}) \cdot I_{Хани2c3} \cdot K_{уд} = 2.945$$

$$I_{Ю1Cуд} := (\sqrt{2}) \cdot I_{Ю1c3} \cdot K_{уд} = 3.147$$

$$I_{Ю2Cуд} := (\sqrt{2}) \cdot I_{Ю2c3} \cdot K_{уд} = 3.147$$

$$I_{O2уд} := (\sqrt{2}) \cdot I_O \cdot K_{уд} = 1.435$$

ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Величины для выбора выключателей и разъединителей:

$$U_{НОМ} := 230 \quad S_{НОМ} := 25000 \quad t_T := 3 \quad I_T := 50 \quad I_{ПО1} := 1.65 \quad I_{ПО2} := 1.25$$

$$t_{откл.РЗ} := 3 \quad T_{\alpha} := 0.03 \quad \beta_{НОМ} := 47 \quad I_{откл.НОМ} := 50 \quad \tau := 0.01$$

$$I_{\max.раб} := \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} U_{НОМ}} = 62.755$$

ПС Лопча:

$$B_{k1} := (I_{ПО1})^2 \cdot (t_{откл.РЗ} + T_{\alpha}) = 8.249$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт в ПВК MathCad 15

ПС Юктали:

$$B_{k2} := (I_{\text{ПО}2})^2 \cdot (t_{\text{откл.РЗ}} + T_{\alpha}) = 4.734$$

$$i_{\alpha.\text{НОМ}} := \frac{(\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{откл.НОМ}})}{100} = 33.234$$

$$i_{\alpha.t1} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{\alpha}}} = 1.672$$

$$i_{\alpha.t2} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}2} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{\alpha}}} = 1.267$$

Величины для выбора трансформаторов тока:

$$S_{2\text{НОМ}} := 50 \quad I_{2\text{НОМ}} := 5 \quad \Sigma S_{\text{ПРИБ}} := 10 \quad R_K := 0.05 \quad \underline{1} := 90$$

$$\rho_{\text{ПРОВ}} := 0.0175 \quad U_{\text{НОМ.ВН}} := 230 \quad U_{\text{НОМ.СН}} := 38.5 \quad U_{\text{НОМ.НН}} := 11$$

$$k_{\text{СХ}} := 1 \quad n_{\text{ТТ}1} := \frac{600}{5} \quad n_{\text{ТТ}2} := \frac{400}{5} \quad n_{\text{ТТ}3} := \frac{1500}{5}$$

$$Z_{2\text{НОМ}} := \frac{S_{2\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (I_{2\text{НОМ}})^2} = 1.155$$

$$\Sigma R_{\text{ПРИБ}} := \frac{\Sigma S_{\text{ПРИБ}}}{(I_{2\text{НОМ}})^2} = 0.4$$

$$R_{\text{ПРОВ}} := Z_{2\text{НОМ}} - \Sigma R_{\text{ПРИБ}} - R_K = 0.705$$

$$S_{\text{ПРОВ}} := \frac{(\rho_{\text{ПРОВ}} \cdot l)}{R_{\text{ПРОВ}}} = 2.235$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$\Sigma R_{\text{ПРОВ}} := \rho_{\text{ПРОВ}} \cdot \frac{1}{S_{\text{ПРОВ}}} = 0.705$$

$$Z_2 := (\Sigma R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПРОВ}} + R_{\text{К}}) = 1.155$$

$$I_{\text{НОМВН}} := \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = 62.755$$

$$I_{\text{НОМСН}} := \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.СН}}} = 374.903$$

$$I_{\text{НОМНН}} := \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = 1.312 \times 10^3$$

$$I_{\text{НОМ.ВТВН}} := \frac{(I_{\text{НОМВН}} \cdot k_{\text{СХ}})}{n_{\text{ТТ1}}} = 0.523$$

$$I_{\text{НОМ.ВТСН}} := \frac{(I_{\text{НОМСН}} \cdot k_{\text{СХ}})}{n_{\text{ТТ2}}} = 4.686$$

$$I_{\text{НОМ.ВТНН}} := \frac{(I_{\text{НОМНН}} \cdot k_{\text{СХ}})}{n_{\text{ТТ3}}} = 4.374$$

Величины для выбора ошиновки:

$$C_{\text{тер}} := 81 \quad B_{\text{к1.1}} := 8249 \quad B_{\text{к2.1}} := 4734$$

ПС Лопча:

$$S_{\text{тер.мин1}} := \frac{\sqrt{B_{\text{к1.1}}}}{C_{\text{тер}}} = 1.121$$

ПС Юктали:

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$S_{\text{тер.мин2}} := \frac{\sqrt{B_{k2.1}}}{C_{\text{тер}}} = 0.849$$

РАСЧЁТ УСТАВОК ДЗЛ НА ВЛ 220 кВ ЛОПЧА - ЮКТАЛИ

Марка провода АС-300/39:

$$b_{\text{уд}} := 2.64 \cdot 10^{-4}$$

$$k_{\text{отс.емк}} := 3 \quad I_{\text{лин}} := 146.1 \quad U_{\text{ном}} := 230$$

$$I_c := \frac{\left[U_{\text{ном}} \cdot 1000 \cdot \left(\frac{b_{\text{уд}}}{100} \right) \cdot I_{\text{лин}} \right]}{\sqrt{3}} = 51.218$$

$$I_{\text{ср.емк}} := k_{\text{отс.емк}} \cdot I_c = 153.654$$

Отстройка от тока небаланса $k_{\text{отс}}=0.15-0.2$

$$k_{\text{отс.нб}} := 0.2$$

$$I_{\text{ном}} := 600$$

$$I_{\text{ср.нб}} := k_{\text{отс.нб}} \cdot I_{\text{ном}} = 120$$

$$I_{\text{дифф}} := \max(I_{\text{ср.емк}}, I_{\text{ср.нб}}) = 153.654$$

РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ АПВ И УРОВ:

АПВ

$$t_{\text{ГП}} := 0.5 \quad t_{\text{ДС}} := 0.3 \quad t_{\text{ЗАП}} := 0.3 \quad t_{\text{ЗАЩ}} := 2.6$$

$$t_{\text{паузы}} := 0.3 \quad t_{\text{ГОТ}} := 15 \quad t_{\text{ВКЛ}} := 0.07 \quad t_{\text{ОТКЛ}} := 0.05$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

Время срабатывания:

$$t_{\text{АПВ1}} := t_{\text{ГП}} + t_{\text{ЗАП}} = 0.8$$

$$t_{\text{АПВ1.1}} := t_{\text{ДС}} - t_{\text{ОТКЛ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0.55$$

$$t_{\text{АПВ1.2}} := t_{\text{ГОТ}} - t_{\text{ВКЛ}} + t_{\text{ЗАП}} = 15.23$$

$$t_{\text{АПВ1.3}} := t_{\text{ЗАЩ}} - t_{\text{ВКЛ}} + t_{\text{ЗАП}} = 2.83$$

Выдержка на возврат:

$$t_{\text{АПВ2}} := t_{\text{АПВ1.2}} + t_{\text{ВКЛ}} + t_{\text{ЗАЩ}} + t_{\text{ОТКЛ}} + t_{\text{ЗАП}} = 18.25$$

$$t_{\text{АПВ2}} := t_{\text{паузы}}$$

УРОВ

$$I_{\text{НОМ}} = 600 \quad k_{\text{ОТС}} := 0.2$$

Ток срабатывания:

$$I_{\text{сз}} := I_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{ОТС}} = 120$$

Время срабатывания:

$$t_{\text{ПОГР}} := 0.025 \quad t_{\text{ВОЗВР}} := 0.01$$

$$t_{\text{сраб}} := t_{\text{ОТКЛ}} + t_{\text{ВОЗВР}} + t_{\text{ЗАП}} + t_{\text{ПОГР}} = 0.385$$

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАСЛОПРИЁМНИКА

$$A := 8.5 \quad B := 4.82 \quad H := 6.8 \quad \Delta := 1.5 \quad M := 28150 \quad P := 880$$

$$t := 1800 \quad I := 0.2 \quad h_{\text{Г}} := 0.075 \quad h_{\text{В}} := 0.25$$

$$A_{\text{МП}} := A + 2 \cdot \Delta = 11.5$$

$$B_{\text{МП}} := B + 2 \cdot \Delta = 7.82$$

$$S_{\text{МП}} := A_{\text{МП}} \cdot B_{\text{МП}} = 89.93$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

Объёма масла в маслоприёмнике:

$$V_{TM} := \frac{M}{\rho} = 31.989$$

Глубина под масло:

$$h_{TM} := \frac{V_{TM}}{S_{МП}} = 0.356$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{БПТ} := 2 \cdot H \cdot (A + B) = 181.152$$

Объём воды, вмещаемой в маслоприёмник:

$$V_{H2O} := 0.8 \cdot t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}) = 7.807 \times 10^4 \quad V_{H2O.1} := 78.07$$

$$V_{мс} := V_{TM} + V_{H2O.1} = 110.059$$

Глубина под воду:

$$h_{H2O} := \frac{V_{H2O.1}}{S_{МП}} = 0.868$$

Глубина маслоприёмника:

$$h_{МП} := h_{TM} + h_{H2O} + h_B + h_{\Gamma} = 1.549$$

РАСЧЁТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

$$\rho_{\Gamma P} := 40 \quad l := 5 \quad d := 0.02 \quad n_{\Gamma} := 2$$

$$k_C := 1.4 \quad h_3 := 0.7 \quad n_B := 3 \quad A := 123.2 \quad B := 93.6$$

Удельное сопротивление:

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$\rho_{\text{расч}} := \rho_{\text{гр}} \cdot k_{\text{С}} = 56$$

Сопротивление вертикального заземлителя:

$$R_{\Gamma} := \left(\frac{\rho_{\text{расч}}}{\pi \cdot l} \right) \cdot \ln \left[\frac{(1.5 \cdot l)}{\sqrt{h_3 \cdot d}} \right] = 14.792$$

Сопротивление горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{В}} := \left(\frac{\rho_{\text{расч}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \right) \cdot \ln \left[\frac{4l \cdot (2 \cdot h_3 + 1)}{d \cdot (2 \cdot h_3 + 1)} \right] = 12.313$$

$$R_{\text{М}} := \frac{(R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma})}{(n_{\text{В}} \cdot R_{\text{В}} + n_{\Gamma} \cdot R_{\Gamma})} = 2.738$$

Площадь территории под заземлитель:

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 1.219 \times 10^4$$

Проверка на механическую прочность:

$$F_{\text{МП}} := 3.14 \cdot 6^2 = 113.04$$

Проверка на термическую стойкость:

$$\beta := 21 \quad T_{\text{С}} := 0.26$$

$$F_{\text{ТС}} := \sqrt{\frac{(I_{\text{К}})^2 \cdot T_{\text{С}}}{(400 \cdot \beta)}} = 9.18$$

Проверка на коррозионную стойкость:

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$S_{\text{cp}} := 0.784 \quad \underline{d} := 12$$

$$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{cp}} \cdot (d \cdot S_{\text{cp}}) = 23.16$$

$$F_{\text{min}} := F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}} = 32.34$$

Длина полосы в сетке:

$$l_n := 6$$

$$L_{\Gamma} := \frac{(2 \cdot S)}{l_n} = 4.064 \times 10^3$$

$$\underline{m} := \left[\frac{L_{\Gamma}}{(2 \cdot \sqrt{S})} \right] - 1 = 17.402$$

$$\frac{\sqrt{S}}{18} = 6.134$$

Длина горизонтальных полос расчётной модели:

$$L_2 := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (18 + 1) = 4.196 \times 10^3$$

Количество вертикальных электродов:

$$a := 15$$

$$n := \frac{(4\sqrt{S})}{a} = 29.443$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в ПВК MathCad 15

$$n_{\Pi} := 30$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$A_1 := 0.4$$

$$R_{ст} := \rho_{расч} \cdot \left[\frac{A_1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{(L_2 + n_{\Pi} \cdot l)} \right] = 0.216$$

Импульсный коэффициент:

$$I_M := 40$$

$$\alpha_u := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{[(\rho_{расч} + 320) \cdot (I_M + 45)]}} = 2.276$$

$$R_u := R_{ст} \cdot \alpha_u = 0.491$$

$$h := 30.5$$

$$h_{эф} := 0.92 \cdot h = 28.06$$

Радиус молниезащиты:

$$r_0 := 1.5 \cdot h = 45.75$$

Радиус молниезащиты на уровне защищаемого объекта:

$$h_x := 17 \quad h_{сх} := 24.307$$

$$r_x := r_0 \cdot \frac{h_x}{h_{эф}} = 27.717 \quad r_{сх} := r_0 \cdot \frac{h_{сх} - h_x}{h_{сх}} = 13.753$$