

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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Модернизация системы электроснабжения села Владимировка  
Благовещенского района Амурской области

Исполнитель  
студент группы 742 - узб \_\_\_\_\_ Н. В. Потапнев  
подпись, дата

Руководитель  
профессор,  
доктор техн. наук \_\_\_\_\_ Н. В. Савина  
подпись, дата

Консультант:  
по безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук \_\_\_\_\_ А. Б. Булгаков  
подпись, дата

Нормоконтроль  
старший преподаватель \_\_\_\_\_ Л.А. Мясоедова  
подпись, дата

Благовещенск 2021

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Потапова Николая Васильевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация системы электроснабжения села Владимировка Благовещенского района Амурской области

(утверждена приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Поопорные схемы электрических соединений села Владимировка 0,4 кВ, электрическая схема Ф-10, схема ПС Владимировка, нагрузка по контрольным замерам.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика села Владимировка, анализ существующей системы электроснабжения села Владимировка, расчет электрических нагрузок 0,4 кВ, выбор числа и мощности ТП с учётом КРМ, расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ, разработка системы электроснабжения по 10 кВ, выбор оптимального варианта оптимизации, расчет токов КЗ, выбор и проверка оборудования, молниезащита и заземление ПС Владимировка, релейная защита, автоматики и сигнализация, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схема низковольтного электроснабжения 0,4 кВ села Владимировка; варианты конфигурации сети 10 кВ Ф-10 ПС Владимировка; однолинейная схема электроснабжения Ф -10 после реконструкции; однолинейная схема ПС Владимировка 110/10 кВ; план заземления, молниезащиты ПС Владимировка 110/10 кВ; защита трансформатора 110/10 кВ и линии 10 кВ на основе микропроцессорной защиты «Сириус».

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,

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

профессор, доктор технических наук \_\_\_\_\_ Задание принял к  
исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 146 с., 20 рисунков, 38 таблицы, 30 использованных источника.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТОК, МОЛНИЕЗАЩИТА, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОТРЕБИТЕЛЬ, ПОТЕРИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СЕТЬ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрена модернизация системы электроснабжения села Владимировка с центром питания подстанция Владимировка, в связи, с чем решены следующие задачи: расчет электрических нагрузок по 0,4 кВ и 10 кВ, разработка двух вариантов схем внутреннего электроснабжения села Владимировка и на основании технико-экономического анализа выбран наилучший вариант, модернизация количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, замена сечение проводов, расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования на ПС Владимировка; расчет релейной защиты и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Владимировка.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВЛ – воздушная линия электропередачи;
- ВРУ – вводно-распределительные устройства;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПА – противоаварийная автоматика;
- ПС – подстанция;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- ТИ – телеизмерения;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТС – телесигнализация;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТУ – телеуправление;
- ЦС – центральная сигнализация;
- ЭП – электроприемник.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика села владимировка	10
1.1 Краткое описание села Владимировка	10
1.2 Климатическая характеристика	11
2 Анализ существующей системы электроснабжения села Владимировка	15
2.1 Источники питания и их анализ	15
2.2 Характеристика схемы электроснабжения села Владимировка	16
3 расчёт электрических нагрузок на стороне 0,4 КВ	19
3.1 Расчёт электрических нагрузок на вводе у потребителей	19
3.2 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	22
3.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	25
3.4 Выбор и проверка сечений линий распределительной сети 0.4 кВ	27
3.4.1 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ	27
3.4.2 Проверка выбранных сечений по потере напряжения	30
4 Выбор числа и мощности тп с учётом КРМ	33
4.1 Оценка целесообразности КРМ	33
4.2 Выбор трансформаторов на ТП	34
4.3 Определение потерь мощности в трансформаторах	38
4.4 Выбор схемы и конструкции ТП	39
5 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ	42
5.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	42
5.2 Выбор сечений распределительных линий 10 кВ	44
5.3 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ	45
6 Выбор оптимального варианта модернизации электрической сети	48
7 Расчёт токов короткого замыкания	51

7.1 Расчёт токов КЗ в сети 110, 10, 0,4 кВ	51
7.2 Расчёт токов КЗ в сети 110 кВ	51
7.3 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ	56
7.4 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	59
8 Выбор и проверка оборудования на ПС Владимировка	65
8.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Владимировка	65
8.2 Выбор и проверка выключателей	67
8.3 Выбор и проверка разъединителей	70
8.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	71
8.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	74
9 Выбор и проверка оборудования 10 кВ	77
9.1 Выбор комплектного распределительного устройство на ПС Владимировка	77
9.2 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ	78
9.3 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ	80
9.4 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ	83
9.5 Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ	84
9.6 Выбор и проверка ТСН	87
9.7 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах	88
10 Выбор и проверка оборудования 0,4 кВ	90
10.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0.4 кВ	90
11 Молниезащита и заземление ПС Владимировка	93
11.1 Заземление ПС Владимировка	93
11.2 Защита от прямых ударов молнии	96
11.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	99
12 Релейная защита, автоматика и сигнализация	104
12.1 Виды и типы релейной защиты	104
12.2 Защита силового трансформатора на ПС Владимировка	106
12.3 Автоматика на ПС Владимировка	116
13 Безопасность и экологичность	121

13.1 Безопасность	121
13.2 Экологичность	128
13.3 Чрезвычайные ситуации	130
Заключение	143
Библиографический список	144

## ВВЕДЕНИЕ

Под системой электроснабжения сёл понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории данного населённого пункта и предназначенных для электроснабжения его потребителей. Различают электроснабжающие сети напряжением 35 – 110 кВ и выше и распределительные сети напряжением 0,4 – 10 кВ. Доля потерь распределительных сетей 0,4 – 10 кВ, достаточно велика, и от состояния данной системы электроснабжения зависит развитие экономики нашей страны, и благосостояние граждан.

В настоящее время система электроснабжения большинства села Владимировка нуждается в модернизации, замене устаревшего оборудования, улучшении электроснабжения потребителей, увеличении надёжности, и прочих мероприятиях, которые в свою очередь приведут к улучшению качества электроснабжения, уменьшению потерь электроэнергии, высокой надёжности и удобству в эксплуатации. В выпускной квалификационной работе проводится модернизация внешнего электроснабжения села Владимировка с переводом части нагрузки на резервные ячейки ПС Владимировка.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время значительная часть элементов распределительной сети села Владимировка введено в эксплуатацию более 35 лет назад, при этом темпы модернизации энергооборудования ниже темпов его естественного старения. Из-за этого большинство объектов электрической сети выработали свой нормативный ресурс, что привело к увеличению числа отказов оборудования и снижению надёжности электроснабжения потребителей.

Основной целью выпускной квалификационной работы является модернизация системы электроснабжения села Владимировка для улучшения качества электроэнергии, повышение надёжности электроснабжения потребителей.



Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- расчет электрических нагрузок внутреннего низковольтного и высоковольтного электроснабжения,
- разработка оптимальных вариантов модернизации электрической сети,
- технико-экономический анализ двух вариантов и выбор оптимального варианта электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Владимировка;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования;
- определение параметров заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Владимировка.
- рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта.

Источниками информации служат специальная литература, справочники, инструкции, руководящие указания, ГОСТы.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Mathcad.

К выпускной квалификационной работе прилагается 6 листов графической части, выполненной в программе Microsoft Office Visio.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛА ВЛАДИМИРОВКА

## 1.1 Краткое описание села Владимировка

Село Владимировка находится в Благовещенском районе Амурской области, расположен на левом берегу реки Зея напротив города Благовещенска. Автомобильное сообщение — по мосту.

Административный центр Усть-Ивановского сельсовета село Усть-Ивановка стоит на левом берегу Зеи в 5 км выше Владимировки.

Площадь села составляет 4267 га. Численность населения села Владимировка по данным на 31.12.20 г. составляет 4100 человек. Планировка села Владимировка прямоугольная. Застройка плотная. Территория рассматриваемой части села Владимировка заселена коммунально – бытовыми потребителями, к которым относятся многоквартирные дома, двухквартирные дома, коттеджи, танхаусы [29].

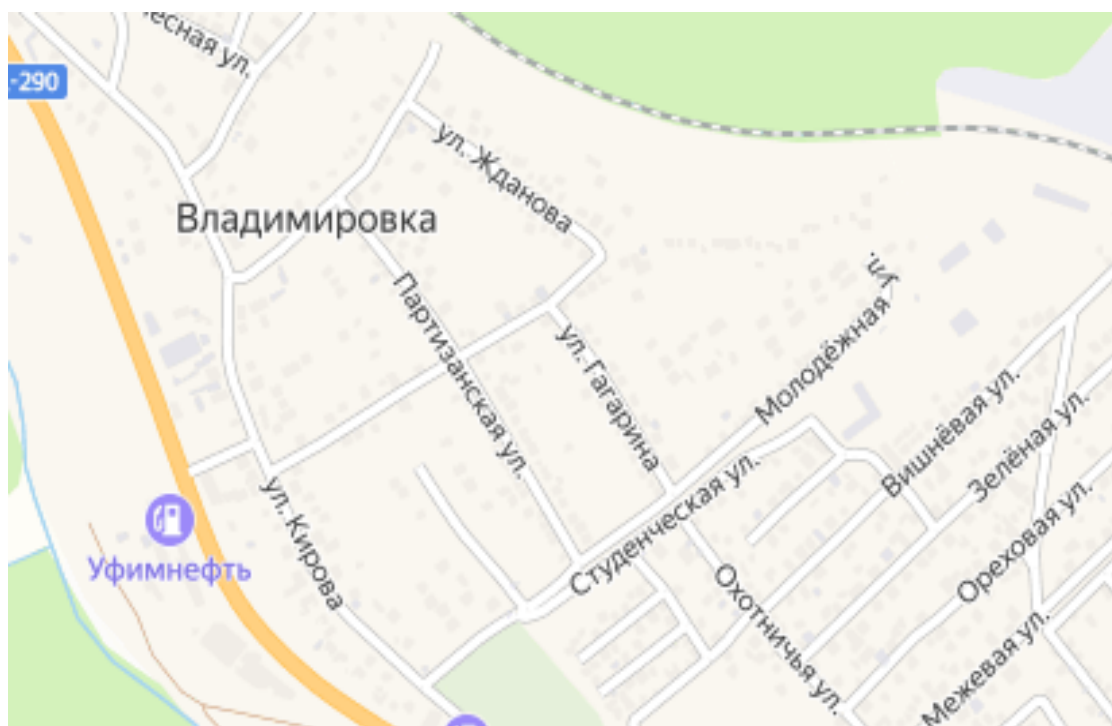


Рисунок 1 – План села Владимировка

## 1.2 Климатическая характеристика

Рассмотрим климатические характеристики села Владимировка, они необходимы для выбора схемы электроснабжения, для выбора энергетического оборудования, для определения параметров заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии.

Село Владимировка расположено во II климатическом районе. Расчетные климатические условия соответствуют I району по ветру и II по гололеду.

Климат относится к муссонному по характеру формирования и к континентальному - по температурным признакам. Зима в данном районе ясная, морозная, маловетренная с малым количеством осадков, небольшим снежным покровом, низкой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Самый холодный месяц - январь. Абсолютный минимум температуры воздуха может понижаться до минус 45°C. Продолжительность холодного периода со средней суточной температурой ниже нуля градусов составляет 170 день, средняя температура этого периода минус 14,8°C, продолжительность периода ниже 8 градусов составляет 218 дней, средняя температура этого периода минус 10,6°C, продолжительность периода ниже 10 градусов составляет 232 дня, средняя температура этого периода минус 9,4 градуса. Ни один сезон не характеризуется такими большими колебаниями метеорологических элементов, особенно температуры воздуха, как зимний.

При составлении климатических характеристик в селе Владимировка были использованы нормативные данные согласно ПУЭ, и статистические данные [30]. Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики села Владимировка

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	2	3
1	Район по гололеду	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	15
3	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
4	Температура гололедообразования, °С	-5
5	Район по ветру	I

1	2	3
6	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
7	Количество ветреных дней в зимнем периоде с силой ветра более 10 м/сек	от 10 до 30
8	Преобладающее направление ветра (в летний период)	Ю
9	Преобладающее направление ветра (в зимний период)	СЗ
10	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6
11	Влажность воздуха	100%
12	Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха в летний период, °С	33
13	Расчетная температура самых холодных суток, °С	-38
14	Годовое количество осадков, мм	575
15	Степень загрязнения атмосферы	I
16	Число грозových часов, в год	50
17	Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,4

### 1.3 Краткая характеристика потребителя

Все потребители электроэнергии села Владимировка условно делятся на следующие группы:

- коммунально-бытовые;
- промышленные;
- производственные потребители сельского хозяйства;
- прочие потребители.

К коммунально - бытовым относятся: многоквартирные и двухквартирные дома, коттеджи, освещение жилых домов и общественных зданий, двигатели холодильников, технологическое оборудование предприятий общественного питания и учреждений бытового обслуживания.

К промышленным электроприемникам относятся электродвигатели, осветительные приборы, электротермические установки, выпрямительные установки для преобразования переменного тока в постоянный.

К производственным потребителям сельского хозяйства относится оборудование животноводческих ферм, мельниц, предприятий по переработке сельско-хозяйственной продукции.

К прочим потребителям относятся насосные установки водопровода и канализации, компрессорные станции.

В зависимости от эксплуатационно-технических признаков все электроприемники делятся:

- по режимам работы;
- по мощности и напряжению;
- по роду тока;
- по степени надежности.

По режимам работы различают электроприемники:

- с продолжительно неизменной или маломеняющейся нагрузкой.

Характеризуются тем, что длительно работают без превышения длительно допустимой температуры. Сюда относятся электродвигатели насосов, вентиляторов;

- с кратковременной нагрузкой. При работе электроприемников их температура ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части остывают до температуры окружающей среды. Сюда относятся большинство электроприводов металлорежущих станков;

- с повторно-кратковременной нагрузкой. Длительность цикла “включение–отключение” не превышает 10 минут. При работе электроприемников их температура ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части не остывают до температуры окружающей среды;

- нагревательные аппараты, работающие в продолжительном режиме с практически постоянной нагрузкой;

- электрическое освещение. Электроприемники характеризуются резким изменением нагрузки.

По мощности и напряжению различают электроприемники:

- большой мощности (80 – 100 кВт и больше) напряжением 10 кВ.

Например, печи;

- малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 380 – 660 В.

По роду тока различают электроприемники:

- переменного тока промышленной частоты;
- переменного тока повышенной или пониженной частоты;
- постоянного тока.

Все виды электроприемников по надежности их электроснабжения делятся на три категории. К электроприемникам I категории по ВСН 97-83 отнесены: электроприемники лечебных учреждений, от бесперебойности питания которых зависит жизнь больного, котельные первой категории, водопроводные насосные станции, канализационные станции, не имеющие аварийного выпуска, системы централизованного электроснабжения, и т. п.

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электропищеприготовлением, учреждения общественно-коммунального характера с числом работающих 50-2000 чел., детские и школьные учреждения, крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале 300-800, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест 100-500, ТП с суммарной нагрузкой 400-10000 кВ·А и др.

Для приемников III категории, к которым относятся все остальные электроприемники, допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не свыше одних суток.

В модернизируемой части села Владимировка присутствуют потребители второй и третьей категории по надежности. Доля потребителей второй категории составляет 12-20% от общей нагрузки района.

## 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА ВЛАДИМИРОВКА

### 2.1 Источники питания и их анализ

Рассматриваемая часть электроснабжения села Владимировка питается от Ф-10 ПС 110/10 кВ Владимировка.

ПС Владимировка является отпаечной подстанцией от одной ВЛ 110 кВ Волково - Центральная. Распределительное устройство на 110 кВ выполнено по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны одной линии. Распределительное устройство 10 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин».

На подстанции установлено два двухобмоточных трансформатора типа ТДН - 10000 МВА 110/10 кВ. Загрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 на ПС Владимировка согласно данным зимнего контрольного замера 16.12.2020 г. составляет Т1- 57% и Т2 - 39%. Ввод в эксплуатацию данных трансформаторов осуществлен в 1978 г., при этом срок службы силового трансформатора составляет 25-30 лет. Для повышения надежности электроснабжения потребителей села Владимировка необходимо произвести замену трансформаторов.

Так же на ПС Владимировка на стороне 110 кВ установлены маломасляные выключатели марки ВМТ-110 Б, ввод в эксплуатацию осуществлен в 1995 г. На стороне 10 кВ установлено КРУ К-47, с выкатными вакуумными выключателями марки ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000 У2, ввод в эксплуатацию осуществлен в 2010 г. Так же на ПС со стороны 10 кВ установлены разрядники марки РВС-15, 1998 года установки.

На основании выше изложенного необходимо рассмотреть модернизацию оборудования на ПС 110/10 кВ Владимировка.

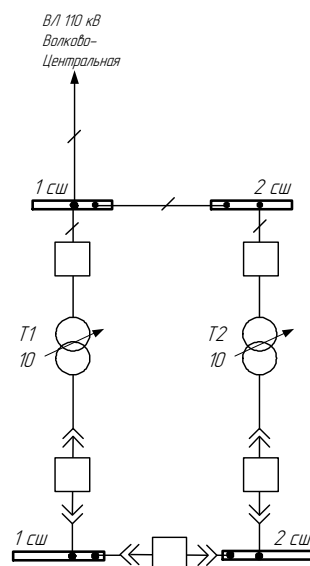


Рисунок 2 – Упрощенная схема ПС Владимировка

## 2.2 Характеристика схемы электроснабжения села Владимировка

Схема внутреннего электроснабжения Ф-10 ПС Владимировка по конфигурации является однолучевая разветвленная. Распределительная сеть 10 кВ выполнена воздушными линиями.

Количество трансформаторных подстанций на Ф-10 ПС Владимировка 22: с номинальной мощностью 630 МВА два ТП, с номинальной мощностью 400 МВА количество ТП 9, с номинальной мощностью 250 МВА количество ТП 7, с номинальной мощностью 160 МВА количество ТП 3, с номинальной мощностью 100 МВА количество ТП 1. Все ТП одно трансформаторные, от данного Ф-10 питаются потребители второй и третьей категории.

Структурная схема распределительной сети 10 кВ представлена на рисунке 3.



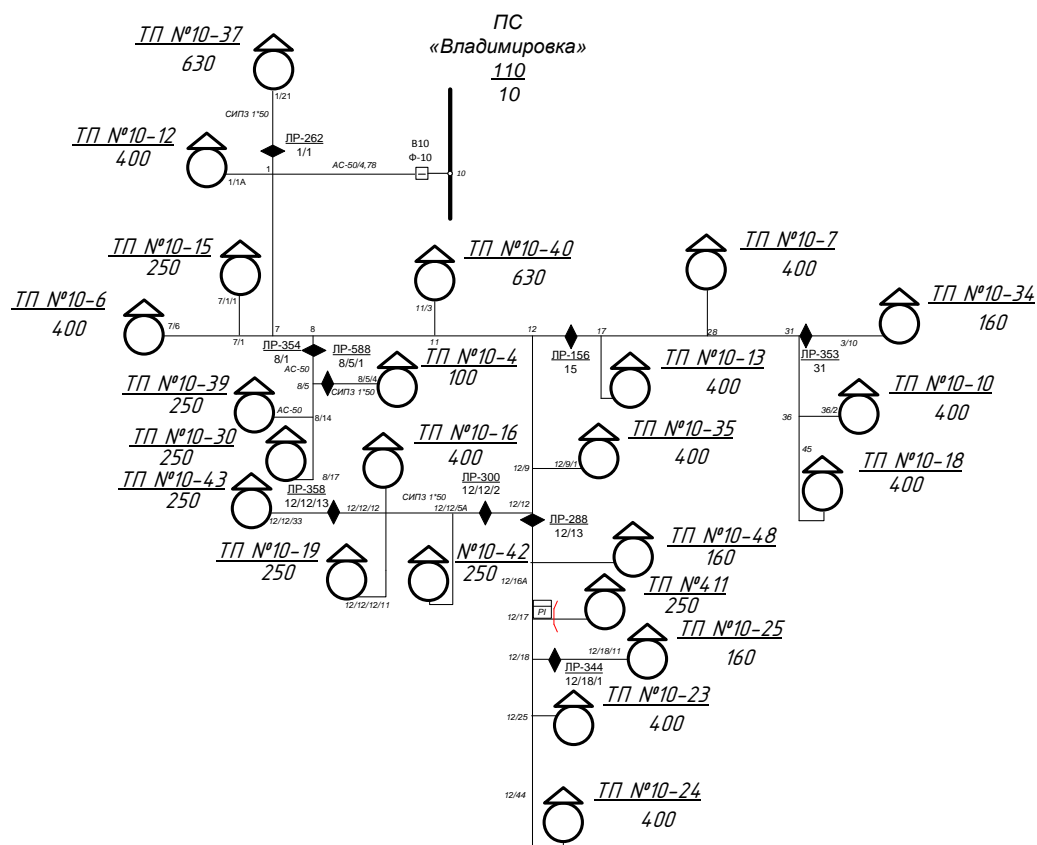


Рисунок 3 – Структурная схема распределительной сети 10 кВ

Недостатками представленной сети является в первую очередь что Ф-10 обеспечивает ненадежное электроснабжение ТП питающих потребителей II категории. К таким ТП относятся ТП10-35; ТП10-48; ТП10-23, ТП10-34; ТП10-10, ТП10-18. Данные ТП являются одотрансформаторными, при этом получают питание от одного ответвления от магистральной линии. В случае повреждения трансформатора либо ответвления, потребители 2 категории будут обесточены, что недопустимо для данной категории потребителей согласно [21]. Для таких ТП необходима модернизация сети с целью резервирования линии, непосредственно питающую данную ТП, а также установка 2 трансформатора.

К недостаткам так же можно отнести, что распределительная сеть рассматриваемой части села Владимировка введена в эксплуатацию более 35 лет назад, при этом темпы модернизации энергооборудования ниже темпов его естественного старения. Из-за этого большинство объектов электрической сети

выработали свой нормативный ресурс, что привело к увеличению числа отказов оборудования и снижению надежности электроснабжения потребителей.

Исходя из анализа зимних контрольных замеров за предыдущие 3 года, на ПС Владимировка Ф-10, наблюдается превышение нормированного значения экономической плотности тока, что в свою очередь приведет к уменьшению срока службы линии, увеличению потерь электроэнергии, увеличение падения напряжения. ВЛ плотность тока которых превышает нормированное значение в представлены в таблице 2.

Экономическая плотность тока определяется по формуле:

$$J_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{нб}}}{F_{\text{эк}}}; \quad (1)$$

Согласно ПУЭ экономическая плотность тока выбирается в зависимости от вида проводника и времени использования максимальной нагрузки. В нашем случае нормированная величина плотности тока составляет 1,3.

Согласно зимнему контрольному замеру на 16.12.2020 г. на Ф-10 ПС Владимировка максимальный ток составляет 215 А. ПС Владимировка Ф-10 выполнен неизолированным сталеалюминевым проводом сечением АС-50.

$$J_{\text{эк}} = \frac{215}{50} = 4,3;$$

Следовательно, экономическая плотность тока превышает нормированное значение 1,3. В таблице 2 приведем максимальную плотность тока за 3 года.

Таблица 2 – Плотность тока ВЛ 10 кВ Ф-10 ПС Владимировка

Наименование ВЛ		Максимальная плотность тока, А/мм <sup>2</sup>		
		2018	2019	2020
ПС Владимировка	10	3,15	3,23	4,3

Из вышесказанного следует, что необходима модернизация распределительной электрической сети села Владимировка с целью повышения уровня надежности электроснабжения потребителей Ф-10 на ПС Владимировка.

### 3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 0,4 КВ

Первым этапом проектирования систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов. Для определения нагрузок сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей используются [22].

#### 3.1 Расчёт электрических нагрузок на вводе у потребителей

Расчетной нагрузкой называют наибольшее из средних значений полной мощности за 30 минут (получасовой максимум), которая может возникнуть на вводе к потребителю [23].

Для сельскохозяйственных потребителей, как правило, характерно наличие двух максимумов в суточных графиках электрических нагрузок. Поэтому определяют максимальную дневную активную  $P_d$  (реактивную  $Q_d$ ) и максимальную вечернюю активную  $P_B$  (реактивную  $Q_B$ ) нагрузки.

За расчетную нагрузку для выбора параметров систем электроснабжения (сечения проводов, мощности трансформаторов и т.д.) принимается наибольший из дневного и вечернего максимумов.

В расчете мы рассматриваем те здания и сооружения, которые расположены на территории данного района.

Расчетная активная нагрузка на вводе в сельский жилой дом (одноквартирный дом или квартира в многоквартирном доме, имеющие отдельный счетчик электроэнергии) без электронагревательных приборов зависит от внутриквартирного потребления электроэнергии.

Расчет нагрузки, потребляемой жилыми домами, рассчитывается методом коэффициента одновременности по формулам:

$$P_{\Sigma d}(P_{\Sigma B}) = \kappa_0 \cdot n \cdot P_d(P_B), \quad (2)$$

где  $\kappa_0$  – коэффициент одновременности, принимается равным для 250  
одноквартирных домов 0,23 [23, табл.3];

$n$  – количество домов;

$P_D(P_B)$  - дневная (вечерняя) активная нагрузка, [23, табл.1].

Для определения расчётной реактивной мощности используют выражение:

$$Q_{\Sigma D}(Q_{\Sigma B}) = \kappa_0 \cdot n \cdot Q_D(Q_B), \quad (3)$$

где  $Q_D(Q_B)$  - дневная (вечерняя) реактивная нагрузка.

Расчетный ток на низкой стороне определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (4)$$

Пример расчета электрической нагрузки сельских одноквартирных  
ЖИЛЫХ ДОМОВ:

$$P_{\Sigma D} = 0,23 \cdot 250 \cdot 0,9 = 51,75 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma B} = 0,23 \cdot 250 \cdot 2,5 = 143,75 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma D} = 0,23 \cdot 250 \cdot 0,4 = 23 \text{ кВар};$$

$$Q_{\Sigma B} = 0,23 \cdot 250 \cdot 0,9 = 51,75 \text{ кВар}.$$

Выбираем для дальнейших расчетов нагрузку вечернего максимума, так как она является наибольшей.

$$S_{\Sigma} = \sqrt{143,75^2 + 51,75^2} = 152,8 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{\sqrt{143,75^2 + 51,75^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 220,5 \text{ А}.$$

Результаты расчёта показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета электрических нагрузок существующих объектов села Владимировка

№	Содержание нагрузки объекта	Дневной максимум		Вечерний максимум		Коэффициент мощности сельскохозяйственных потребителей				Полная нагрузка		$I_p, A$
		$P_D, кВт$	$Q_D, кВт$	$P_B, кВт$	$Q_B, кВт$	$\cos \varphi_D$	$tg \varphi_D$	$\cos \varphi_B$	$tg \varphi_B$	$S_D, кВА$	$S_B, кВА$	
1	2	3	4	5	6	9	10	11	12	13	14	15
1	Одноквартирный дом (количество 250)	0,9	0,4	2,5	0,9	0,9	0,48	0,93	0,4	56,6	152,8	220,5
2	Двухквартирный дом (количество 49)	2	0,72	5	1,45	0,92	0,43	0,96	0,29	31,3	76,5	110,5
3	Танхаусы (количество 15)	3,5	1,15	6	1,6	0,92	0,43	0,96	0,29	13,14	22,3	32
4	Плотницкая	10	8	1	-	0,7	1,02	0,75	0,88	13,6	1	19,6
5	Столярный цех	20	15	1	-	0,7	1,02	0,75	0,88	25	1	48,2
6	Кузница	5	-	1	-	0,7	1,02	0,75	0,88	5	1	7,2
7	Хлебозавод с произв. 5,5т/сутки	35	18	35	18	0,8	0,75	0,85	0,62	39,7	39,7	57,3
8	Насос	30	23	30	23	0,8	0,75	0,8	0,75	37,5	37,5	54,13
9	Ларек	6	4	6	4	0,85	0,62	0,9	0,48	7,2	7,2	10,4
10	Школа на 200 учащихся	50	25	125	70	0,85	0,62	0,9	0,48	55,9	143,3	207,7
11	Детский сад	120	60	80	40	0,85	0,62	0,9	0,48	134,2	89,4	207,6 7
12	Столовая на 100 мест	140	80	80	40	0,85	0,62	0,9	0,48	161,2	89,4	239,5 4
13	Магазины	15	10	15	10	0,85	0,62	0,9	0,48	18	18	26,7



Подробный план села Владимировка приведен на 1 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### 3.2 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Результирующая нагрузка потребителей не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. При расчёте нагрузок должен быть учтён данный фактор во избежание необоснованного удорожания схемы. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами.

$$P_{p.l} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зди} \text{ ,} \quad (5)$$

$$Q_{p.l} = Q_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зди} \text{ ,} \quad (6)$$

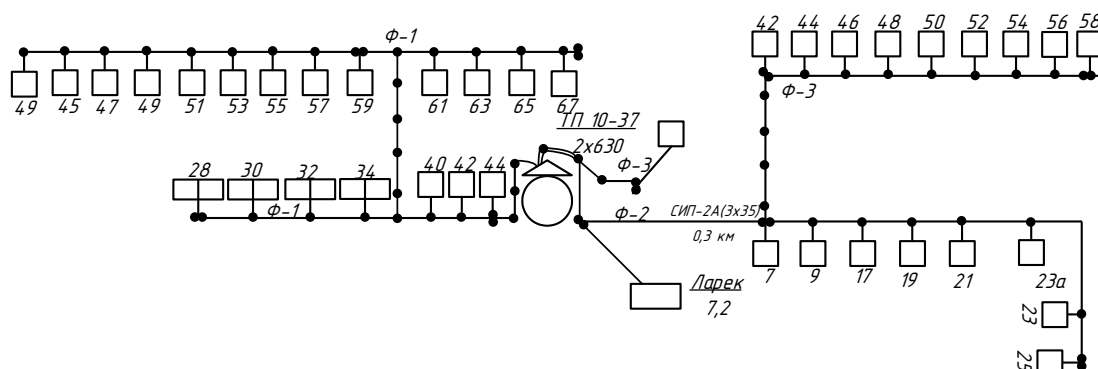
где  $P_{зд.max}$  – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зди}$  – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВар;

$k_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов (квартир и силовых электроприемников).

Так как была рассмотрена существующая схема электроснабжения потребителя, то на примере ТП 10-37 покажем объекты, подключенные к каждому фидеру и определим расчётные нагрузки на отходящих фидерах 0,4 кВ. К Ф-1 ТП 10-37 подключены многоквартирные дома в количестве 20 шт. и

двухквартирные дома 4 шт. Распределение электроприемников по Ф-1 от шин ТП 10-37 представлена на рисунке 4.



□ - одноквартирные дома;

□□ - двухквартирный дом.

Рисунок 4 – Участок электрической сети Ф-1 от шин ТП 10-37

$$P_{p1} = P_{родн} + P_{родх} \cdot K_y = (0,9 \cdot 20) + 0,9 \cdot (4 \cdot 5) = 68 \text{ кВт};$$

$$Q_{p1} = Q_{родно} + Q_{родх} \cdot K_y = (0,9 \cdot 20) + 0,9 \cdot (4 \cdot 1,45) = 27,2 \text{ кВар}$$

Аналогично расчёт производится для каждой ТП и каждого отходящего фидера. В зависимости от количества промышленных потребителей, коэффициент одновременности будет меняться. Результаты для всех трансформаторных подстанций и подключенных к ним отходящих линий представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчётные нагрузки на отходящих фидерах 0,4 кВ

№ ТП	№ фидера	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВар	S <sub>p</sub> , КВА
1	2	3	4	5
10-37	1	68	27,2	73,24
	2	120	48	129,24
	3	58	23,2	62,47
	4	94	37,6	101,24
10-12	1	48,3	19,32	52,02
	2	36,4	14,56	39,20
	3	62,5	25	67,31
	4	25,6	10,24	27,57
10-15	1	15,9	6,36	17,12
	2	35,6	14,24	38,34
	3	48,7	19,48	52,45
10-6	1	43,6	17,44	46,96



Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
	2	36,9	14,76	39,74
	3	65,3	26,12	70,33
	4	75,6	30,24	81,42
10-4	1	52,3	20,92	56,33
10-39	1	78,9	31,56	84,98
	2	59,4	23,76	63,98
10-30	1	112,3	44,92	120,95
10-35	1	136,8	54,72	147,34
	2	63,8	25,52	68,71
	3	47,9	19,16	51,59
10-42	1	27,5	11	29,62
	2	38,9	15,56	41,90
	3	36,7	14,68	39,53
	4	45,9	18,36	49,44
10-16	1	35,6	14,24	38,34
	2	29,4	11,76	31,66
	3	18,7	7,48	20,14
	4	10,4	4,16	11,20
10-19	1	145	58	156,17
	2	123	49,2	132,48
	3	98,6	39,44	106,20
10-43	1	34,12	13,65	36,75
10-48	1	84,6	33,84	91,12
411	1	92,3	36,92	99,41
10-25	1	36,8	14,72	39,63
	2	29,8	11,92	32,10
10-23	1	98,1	39,24	105,66
	2	74,2	29,68	79,92
	3	16,5	6,6	17,77
10-24	1	15,9	6,36	17,12
	2	46,9	18,76	50,51
	3	64,2	25,68	69,15
10-13	1	42,6	17,04	45,88
	2	54,9	21,96	59,13
	3	79,5	31,8	85,62
10-7	1	38,9	15,56	41,90
	2	27,6	11,04	29,73
	3	41,9	16,76	45,13
	4	73,9	29,56	79,59
10-34	1	46,9	18,76	50,51
	2	50,3	11,04	29,73
10-10	1	46,2	18,48	49,76
	2	29,4	11,76	31,66
	3	47,2	18,88	50,84
	4	36,2	14,48	38,99
10-18	1	120,5	48,2	129,78
	2	84,6	33,84	91,12

1	2	3	4	5
10-18	3	54,9	21,96	59,13
	4	36,7	14,68	39,53

### 3.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

К распределительной сети предъявляются следующие основные требования. Сеть, прежде всего, должна обеспечивать установленный уровень надежности электроснабжения потребителей. Стоимость сооружения сети, как и последующие ежегодные затраты на ее эксплуатацию, должны находиться в оптимальных пределах. Во всех режимах работы сети должно обеспечиваться требуемое качество электрической энергии, имея в виду установленные уровни напряжений у потребителей.

Распределительные сети до 1000 В должны выполняться трёхфазными четырёхпроводными с глухим заземлением нейтрали на напряжение 380/220 В. Как показывают многочисленные расчёты это напряжение является наиболее экономичным для жилых зданий и сооружений. Допускается применять трехпроводные кабели, т.к. заземление всегда можно сделать на месте. А в случае повреждения нулевого провода придётся заменять весь кабель. Поэтому трёхпроводными кабелями будем подключать многоквартирные жилые дома, или объекты обслуживания населения. Схема должна строиться таким образом, чтобы являлась наиболее экономичной и удобной в эксплуатации. Поврежденный участок должен легко обнаруживаться и быстро заменяться, при этом должно отключаться как можно меньше потребителей. Различают следующие варианты схемы сети 0.4 кВ: петлевая, кольцевая, лучевая.

Секции шин в нормальном режиме работают отдельно, в случае двухтрансформаторных ТП, а в случае аварии нагрузка переходит на секцию, оставшуюся в работе. Схемы питающих сетей будем выполнять с помощью самонесущих изолированных проводов, СИП-1. СИП-1 применяется для магистралей воздушных линий электропередачи и линейных ответвлений от ВЛ на номинальное напряжение до 1 кВ включительно номинальной частотой 50

Гц. С помощью СИП-4 будем выполнять ответвления от ВЛ к вводу и для прокладки по стенам зданий и инженерных сооружений. Для подключения многоквартирных домов, общественных зданий и сооружений воспользуемся кабелем, прокладываемым в траншеях на глубине 0.7 м. Распределительная сеть 0.4 кВ выполнена в основном магистральными одноцепными линиями с ответвлениями. Конструкция сети 0,4 кВ принимается на базе железобетонных опор.

В местах изменения направления трассы ВЛ на угол до 60° и 45° устанавливаются угловые промежуточные опоры УПЗ и УП4. На прямых участках ВЛ, при смене сечения провода и на концах ВЛ устанавливаются концевые (анкерные) опоры КЗ, К4. В местах изменения направления трассы ВЛ на угол поворота до 90° устанавливаются угловые анкерные опоры УАЗ, УА4. Опоры являются концевыми в сторону ответвления, следующая опора ответвления промежуточная. В местах изменения направления магистрали ВЛ на угол поворота от 0° до 90° устанавливаются ответвительные угловые опоры ОУЗ. При пересечении ВЛ с улицами, автомобильными дорогами устанавливаются переходные промежуточные опоры. Пролеты между опорами принимаются 40 – 45 м, а их ответвления к вводам не превышают 10 м. Крепление, СИП и присоединение к СИП производится при помощи специальной линейной арматуры.

Расстояние от СИП ВЛ до поверхности земли проезжей части улиц при наибольшей расчетной стреле провеса должно быть не менее 5,5 м, а расстояние до поверхности непроезжей части улиц при наибольшей стреле провеса СИП – не менее 4 м.

Расстояние от СИП ВЛ до тротуаров и пешеходных дорожек при пересечении непроезжей части улиц ответвлениями от магистрали к вводам должно быть не менее 3,5 м. Расстояние от поверхности земли до СИП перед вводом должно быть не менее 2,5 м.

Глубина залегания опор в грунт 2 – 2,2 м . Все траверсы заземляются с помощью заземляющего проводника ЗП2 диаметром 6 мм, который

присоединяется к верхнему заземляющему выпуску стойки зажимом ПС1 – 1, к нулевому проводу зажимом.

На опоре предусматривается установка светильников с лампами ДНаТ, ЖКУ 01 – 250.

### **3.4 Выбор и проверка сечений линий распределительной сети 0.4 кВ**

#### **3.4.1 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ**

В выпускной квалификационной работе рассматривается модернизация сети 0,4 кВ с использованием самонесущего изолированного провода СИП. Преимущества провода СИП по сравнению с неизолированными проводами следующие:

- возможность сооружения линии электропередач без вырубки просек;
- возможность совместной подвески на опорах с телефонной линией;
- возможность использования действующих опор и опор меньшей высоты для новых линий;
- сокращение эксплуатационных расходов за счет исключения систематической расчистки трасс, замены поврежденных изоляторов, сокращение объемов аварийно-восстановительных работ;
- безопасность обслуживания - отсутствие риска поражения при касании фазных проводов, находящихся под напряжением;
- возможность работы под напряжением, простота ремонтов;
- практическая невозможность короткого замыкания между фазами и нулевым проводом или на землю;
- меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования;
- безопасность работ вблизи линий с СИП;
- снижение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления – 0,1 Ом/км (0,35 Ом/км – голый провод);
- возможность прокладки по фасадам зданий;
- возможность совместной прокладки на одних опорах ВЛ с СИП до 1 кВ и ВЛ 6-10 кВ.

Используя расчетную нагрузку головного участка каждой линии, (схема сети 0,4 кВ представлена на 1 листе графической части выпускной квалификационной работы) определяем максимальную величину тока в фазе в нормальном режиме:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_l}, \quad (7)$$

где  $S_{p.l}$  – расчетная нагрузка линии, кВА (таблица 4);

$U_l$  – номинальное напряжение, кВ.

Производим предварительный выбор сечения неизолированного алюминиевого провода по условию нагрева  $I_{p.l} \leq I_{дл.доп}$ , где  $I_{дл.доп}$  – длительно допустимая токовая нагрузка на провод выбранного сечения.

Для воздушных линий электропередач 0,4 кВ будем использовать провода СИП 2А. Отличие данного провода от остальных заключается в наличии изолированной несущей нейтрали.

Рассмотрим выбор линий 0,4 кВ питающихся от Ф - 1 ТП 10-37.

Зная активную и реактивную мощность на головных участках каждого фидера указанная в таблице 4, определим расчетный ток на головном участке для Ф-1 ТП 10-37:

$$I_{10-37} = \frac{\sqrt{P_{\phi 10-37}^2 + Q_{\phi 10-37}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{68^2 + 27,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 105,71 \text{ А}$$

Выбираем провод сечением 50 мм<sup>2</sup>, с допустимым током 160 А.

Данные по сечениям всех линий и участков сведём в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчётные нагрузки на отходящих фидерах 0,4 кВ

№ ТП	№ фидера	Длина, м	Расчётный ток, А	Сечение, мм <sup>2</sup>	Длит. Доп. ток, А
1	2	3	4	5	6
10-37	1	250	105.71	СИП 2А 3x35+1x54,6	160
	2	280	186.54	СИП 2А 3x50+1x54,6	195
	3	250	90.17	СИП 2А 3x35+1x54,6	160

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
	4	280	146.13	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-12	1	200	75.08	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	230	56.58	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	210	97.15	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	4	80	39.79	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-15	1	330	24.71	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	350	55.34	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	200	75.71	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-6	1	250	67.78	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	600	57.36	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	100	101.51	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	4	150	117.52	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-4	1	130	81.31	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-39	1	200	122.66	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	75	92.35	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-30	1	150	174.58	СИП 2А 3х50+1х54,6	195
10-35	1	130	212.67	СИП 2А 3х70+1х70	240
	2	330	99.17	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	530	74.46	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-42	1	200	42.75	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	100	60.48	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	350	57.06	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	4	150	71.36	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-16	1	350	55.34	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	540	45.70	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	120	29.07	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	4	360	16.17	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-19	1	356	225.41	СИП 2А 3х70+1х70	240
	2	400	191.22	СИП 2А 3х50+1х54,6	195
	3	150	153.29	СИП 2А 3х50+1х54,6	195
10-43	1	450	53.04	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-48	1	320	131.52	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
411	1	180	143.49	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-25	1	250	57.20	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	360	46.33	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-23	1	140	152.51	СИП 2А 3х50+1х54,6	195
	2	190	115.35	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	250	25.65	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-24	1	320	24.71	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	350	72.90	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	400	99.81	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-13	1	540	66.22	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	480	85.35	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	610	123.58	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-7	1	520	60.48	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	490	42.91	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	310	65.14	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	4	190	114.88	СИП 2А 3х35+1х54,6	160

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
10-34	1	870	72.90	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	360	42.91	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-10	1	610	71.82	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	2	470	45.70	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	350	73.38	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	4	470	56.28	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
10-18	1	380	187.32	СИП 2А 3х50+1х54,6	195
	2	500	131.52	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	3	650	85.35	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	4	390	57.06	СИП 2А 3х35+1х54,6	160

### 3.4.2 Проверка выбранных сечений по потере напряжения

Распределительные сети 0,4 кВ проверяются на максимальную потерю напряжения от центра питания до удалённого потребителя. Допустимая потеря напряжения устанавливается исходя из устройств ПБВ. Как правило, необходимо проверить удалённых потребителей.

Для расчёта потери напряжения выберем самый длинный участок, фидер 1 ТП № 10-37.

Потеря напряжения на участках линий определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{(P_i \cdot r_0 + Q_i \cdot x_0)}{U_H} L_i \cdot 100\% , \quad (8)$$

где  $I_i$  – расчетный ток протекающий по  $i$ -му участку линии (таблица 5);

$L_i$  – длина  $i$ -го участка линии, км.

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

$r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

$P_i$ ,  $Q_i$  – активная и реактивная мощность на участках сети, Ом/км.

$$\Delta U_{ТП10-37/1-2} = \frac{(68 \cdot 0,64 + 27,2 \cdot 0,08)}{0,4} \cdot 0,250 \cdot 100\% = 1,3\%$$

Далее рассчитываются потери напряжения на остальных участках ВЛИ питающих наиболее удаленный объект. Суммарные значения потерь напряжения по каждой отходящей линии приведены в таблице 6.

Потери напряжения по линиям 0,4 кВ приведены в следующей таблице 6.

Таблица 6 – Потери напряжения и электроэнергии по линиям 0,4 кВ

№ ТП	№ фидера	$\Delta U$ , %
1	2	3
10-37	1	3,1
	2	3.32
	3	4.07
	4	2.62
10-12	1	3.71
	2	3.98
	3	4.35
	4	3.91
10-15	1	1,02
	2	3.82
	3	4.56
10-6	1	1.69
	2	4.42
	3	1.02
	4	4.51
10-4	1	3.35
10-39	1	2.69
	2	2.10
10-30	1	1.94
10-35	1	4.27
	2	3.00
	3	2.31
10-42	1	0.23
	2	0.70
	3	0.44
	4	1.54
10-16	1	0.36
	2	2.04
	3	1.15
	4	1.18
10-19	1	1.93
	2	0.96
	3	3.03
10-43	1	2.59
10-48	1	2.40
411	1	4.45
10-25	1	4.21
	2	2.97



Продолжение таблицы 6

1	2	3
10-23	1	3.88
	2	4.64
	3	2.98
10-24	1	3.50
	2	3.64
	3	4.38
10-13	1	2.89
	2	2.47
	3	4.51
10-7	1	3.25
	2	3.11
	3	2.56
	4	2.98
10-34	1	2.56
	2	2.11
10-10	1	3.05
	2	4.25
	3	4.36
	4	2.58
10-18	1	1.98
	2	2.45
	3	1.89
	4	2.47

Можно сделать вывод, что потери напряжения не превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно [20].

## 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП С УЧЁТОМ КРМ

### 4.1 Оценка целесообразности КРМ

Согласно [8] для обеспечения устойчивости энергосистемы, и повышения надёжности энергоснабжения установлены предельные значения коэффициентов реактивной мощности, по классам номинального напряжения. Расчёт компенсации будем проводить вместе с выбором трансформаторов, причем компенсировать начнём с сети 0.4 кВ. В качестве средств компенсации реактивной мощности применяют шунтовые батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, статические компенсаторы реактивной мощности, управляемые реакторы и асинхронизированные турбогенераторы. В нашем случае будем применять батареи конденсаторов.

Рассмотрим методику расчёта и выбора компенсирующих устройств. Сначала необходимо найти требуемую мощность компенсирующих устройств, по формуле.

$$Q_{K\text{Утребуемая}} = Q_{MAX} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} \quad (9)$$

где  $P_{\max}$  – максимальная активная мощность, МВт.

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}}$  – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 0,4 кВ составляет 0,35 согласно [17].

В том случае, если на стороне низшего напряжения две секции шин, то определяем мощность компенсирующих устройств на одну секцию шин, по формуле, в случае же одной секции мощность будет равна, выше найденной, по формуле.

$$Q_{\text{куш}} = \frac{Q_{\text{ку}}}{2} \quad (10)$$

Выбираем мощность шунтовых конденсаторов и их количество, и определяем фактическую мощность, после определяем некомпенсированную мощность на одну, или две секции шин, по формулам:

$$Q_{\text{нес}} = Q_{p\Sigma} - Q_{\text{факт}} \quad (11)$$

Рассмотрим выбор компенсирующих устройств на примере насосной станции.

$$Q_{\text{КУнеск}} = Q_{\text{КУтребуемая}} - 2 \cdot Q_{\text{КУфак}} = 35 - 2 \cdot 0,45 = 34,1 \text{ кВар} \quad (12)$$

Мощность компенсирующих устройств для КНС меньше 50 кВар, поэтому компенсация реактивной нагрузки не требуется.

#### 4.2 Выбор трансформаторов на ТП

Выбор компенсирующих устройств на 10 кВ, аналогичный расчет как и на 0,4 кВ, отличается только предельное значение коэффициента реактивной мощности для 10 кВ составляет 0,4.

Расчетные данные по выбору компенсирующих устройств представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетные данные по выбору компенсирующих устройств

ТП	$P_{p.\Sigma}$ , кВт	$Q_{p.\Sigma}$ , кВар	$Q_{\text{КУнеск}}$
10-37	340	136	135,1
10-12	172,8	69,12	68,22
10-15	100,2	40,08	39,18
10-6	221,4	88,56	87,66
10-4	52,3	20,92	20,02
10-39	138,3	55,32	54,42
10-30	112,3	44,92	44,02
10-35	248,5	99,4	98,5
10-42	149	59,6	58,7
10-16	134,7	53,88	52,98
10-19	366,6	146,64	145,74
10-43	34,12	13,65	12,75
10-48	84,6	33,84	32,94
411	92,3	36,92	36,02
10-25	66,6	26,4	25,5
10-23	188,8	75,52	74,62
10-24	127	50,8	49,9
10-13	177	70,8	69,9
10-7	182,3	72,92	72,02
10-34	97,2	29,8	28,9
10-10	159	63,6	62,7
10-18	296,7	118,86	117,96

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок.

Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций определяются суммированием расчетных мощностей на линиях 0,4 кВ подходящих к ТП.

Исходя из активной и реактивной мощности для каждого фидера 0,4 кВ указанных в таблице №4 определим расчетную мощность на примере ТП 10-37:

$$P_{p.\Sigma} = \sum P_{p.l} = 68 + 120 + 58 + 94 = 340 \text{ кВт}, \quad (13)$$

$$Q_{p.\Sigma} = \sum Q_{\text{неск}} = 135,1 \text{ кВар}, \quad (14)$$

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{P_{p.\Sigma}^2 + Q_{p.\Sigma}^2} = \sqrt{340^2 + 135,1^2} = 366,2 \text{ кВА} \quad (15)$$

Расчетные мощности для ТП представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетные мощности ТП

ТП	$P_{p.\Sigma}$ , кВт	$Q_{p.\Sigma}$ , кВар	$S_{p.\Sigma}$ , кВА
10-37	340	135,1	366,2
10-12	172,8	68,22	186,1
10-15	100,2	39,18	107,91
10-6	221,4	87,66	238,45
10-4	52,3	20,02	56,33
10-39	138,3	54,42	148,96
10-30	112,3	44,02	120,95
10-35	248,5	98,5	267,1
10-42	149	58,7	160,49
10-16	134,7	52,98	145,07
10-19	366,6	145,74	394,85
10-43	34,12	12,75	36,75
10-48	84,6	32,94	91,12
411	92,3	36,02	99,41
10-25	66,6	25,5	71,73
10-23	188,8	74,62	203,35
10-24	127	49,9	136,78
10-13	177	69,9	190,63
10-7	182,3	72,02	196,35
10-34	97,2	28,9	80,24
10-10	159	62,7	121,49
10-18	296,7	117,96	319,56

Теперь перейдём к выбору числа и мощности силовых трансформаторов на ТП.

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции.

Однотрансформаторные ТП 10/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Так как электроприемники рассматриваемого района относятся к II и III категории надежности электроснабжения, то модернизацию сети будем производить с использованием двух и однотрансформаторных ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{pm} = \frac{S_p}{K_3 \cdot n}, \quad (16)$$

где  $K_3$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора;

$n$  – количество трансформаторов.

Для потребителей первой и второй категории для двухтрансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет:  $K_3=0,7$  а для однотрансформаторных подстанций  $K_3=0,8$  [21].

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном режиме.

$$K_3^{norm} = \frac{S_p}{S_T^{nom} \cdot n}, \quad (17)$$

А для двух трансформаторных подстанций необходима проверка и послеаварийном режиме:

$$K_3^{n/ав} = \frac{S_p}{S_T^{ном} \cdot (n-1)}, \quad (18)$$

Допустимая перегрузка трансформаторов в послеаварийном режиме составляет 1,4 [21].

Рассмотрим выбор силового трансформатора на примере ТП 10-37. Учитывая полную мощность из (таблицы №8), определим мощность силовых трансформаторов для ТП 10-37:

$$S_{pm} = \frac{366,2}{0,8} = 457,7 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора ТМ-630/10:  $S_T^{ном} = 630 \text{ МВА}$  [9].

Проверяем правильность выбора:

$$K_3^{n/ав} = \frac{450,8}{630} = 0,95.$$

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

ТП	Существующие трансформаторы	Устанавливаемые трансформаторы	$S_p^{ном}$ , кВА	$K_3^{ном}$	$K_3^{n/ав}$
1	2	3	4	5	6
10-37	1xТМ-630	1xТМ-630	457,7	0,95	
10-12	1xТМ-400	1xТМ-400	482,6	1,2	
10-15	1xТМ-250	2xТМ-400	687,03	0,75	1,5
10-6	1xТМ-400	1xТМ-400	320,3	0,8	
10-4	1xТМ-250	1xТМ-400	360,9	0,9	
10-39	1xТМ-250	1xТМ-250	186,19	0,95	
10-30	1xТМ-250	1xТМ-250	192,3	0,86	
10-35	1xТМ-400	1xТМ-400	334,55	0,83	
10-42	1xТМ-250	1xТМ-250	200,6	0,9	
10-16	1xТМ-400	2xТМ-250	281,4	0,74	
10-19	1xТМ-250	1xТМ-400	393,5	0,98	
10-43	1xТМ-250	1xТМ-100	86,3	0,86	
10-48	1xТМ-160	2xТМ-100	185,9	0,52	1,12
411	1xТМ-250	1xТМ-160	124,6	0,74	
10-25	1xТМ-100	1xТМ-100	89,66	0,94	
10-23	1xТМ-400	2xТМ-160	233,13	0,6	1,2
10-24	1xТМ-630	2xТМ-630	785,6	0,91	
10-13	1xТМ-400	1xТМ-400	345,6	0,79	

1	2	3	4	5	6
10-7	1xTM-400	1xTM-400	396,34	0,79	
10-34	1xTM-160	2xTM-100	148,66	0,66	1,32
10-10	1xTM-250	1xTM-250	214,06	0,79	
10-18	1xTM-400	2xTM-250	399,1	0,65	1,33

На всех ТП, загрузка в послеаварийном режиме не превышает допустимого коэффициента 1,4, кроме ТП 10-15. У ТП 10-15 в послеаварийном режиме отключатся потребители 3 категории до допустимого коэффициента 1,4.

### 4.3 Определение потерь мощности в трансформаторах

Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери в трансформаторе можно найти по формуле:

$$\Delta S_{mp} = \frac{|S_{наг}|^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{mp} + \Delta S_{xx} \quad (19)$$

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП №10-37.

$$\Delta S_{mn10-37} = \frac{|366,2|^2}{10^2} \cdot (2,69 + j15) \cdot 10^{-3} + (0,82 + j8,4) \cdot 10^{-3} = 3,1 + j17,21 \text{ кВА}$$

В случае если на подстанции установлены два силовых трансформатора, то общее сопротивление делится на два, а потери холостого хода удваиваются.

Нагрузка на шинах высшего напряжения составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах, формула.

$$S_{mp.BH} = \sqrt{(P_{mn} + \Delta P_{mp})^2 + (Q_{mn} + \Delta Q_{mp})^2} \quad (20)$$

$$S_{mp.BH10-15} = \sqrt{(340 + 3,1)^2 + (136 + 17,21)^2} = 375,7 \text{ кВА}$$

Аналогичный расчёт производится для каждой ТП и определяется мощность ТП с учетом потерь.

Сведём данные расчёта в таблицу 10.

Таблица 10 – Данные по потерям в трансформаторах

Номер ТП	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , квар	$\Delta S$ ,кВА	$S_{тпBH}$ , кВА
10-37	3,082	17,206	17,48	375,7
10-12	1,955	7,586	7,83	187.41
10-15	3,1	7,21	7,8	110.61
10-6	1,857	10,372	10,53	239.76
10-4	1,891	7,337	7,58	57.63
10-39	1,739	6,747	6,97	150.25
10-30	2,759	15,404	15,46	122.25
10-35	2,759	15,404	15,46	268.94
10-42	2,164	12,083	12,275	161.78
10-16	2,305	12,87	13,07	146.38
10-19	1,651	6,409	6,62	396.14
10-43	1,741	9,721	9,87	38.05
10-48	1,203	2,799	3,05	92.42
411	2,841	15,864	16,12	100.71
10-25	2,125	5,918	6,29	73.03
10-23	1,733	9,678	9,83	204.6
10-24	1,879	7,29	7,53	138
10-13	1,828	7,094	7,32	191.93
10-7	2,31	9,45	10,01	197.64
10-34	1,89	7,23	7,98	102.96
10-10	2,69	10,36	10,86	172.55
10-18	2,15	8,48	9,12	320.86

#### 4.4 Выбор схемы и конструкции ТП

Наиболее приемлемой является подстанции типа КТПН. Подстанции киоскового типа полностью комплектуются на заводах, а на месте установок они просто монтируются.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домов используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ. Пример схемы ТП представлен на



рисунке 4: Для двухтрансформаторных ТП 10-15, ТП 10-48, ТП 10-23, ТП 10-34, ТП 10-18 принята конструкция двухтрансформаторных ТП (рисунок 5, б), остальные ТП однострансформаторные (рисунок 5, а).

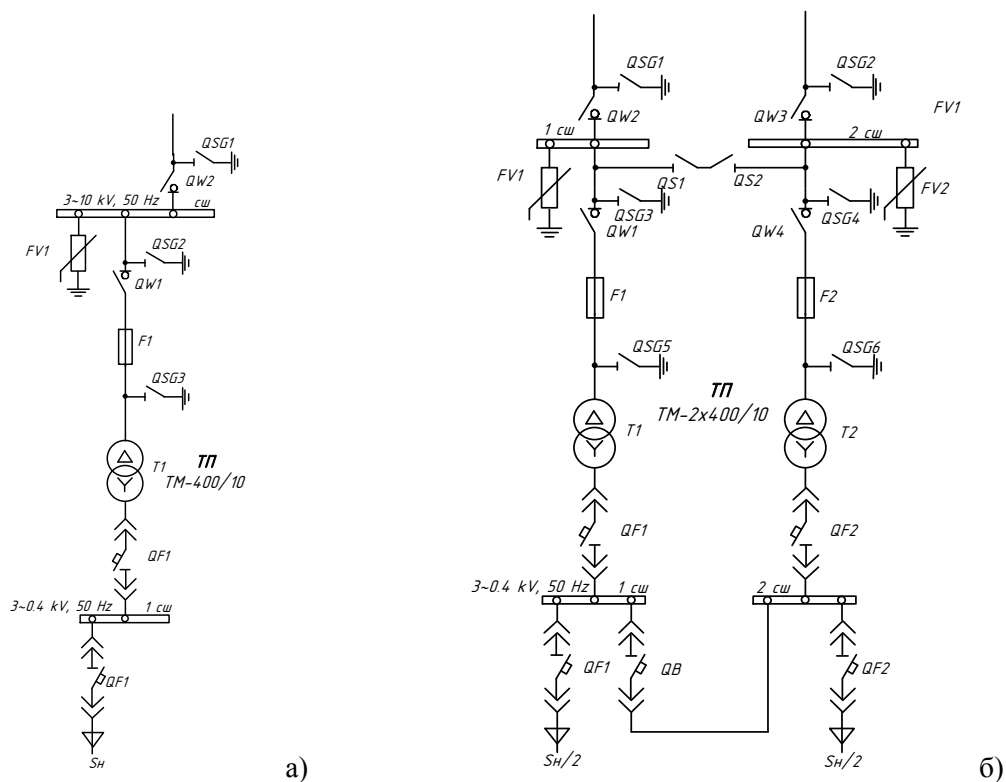


Рисунок 5 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с одним и 2-мя трансформаторами

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,38 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Подстанция устанавливается на специальном бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к сетям может быть выполнено транзитом.

КТП имеют наружное исполнение, т.е. выполняются отдельностоящими одноэтажными зданиями. Силовые трансформаторы и щит 0,38 кВ располагаются в отдельных помещениях. Распределительный щит одностороннего обслуживания комплектуется из панелей серии ЩО-70.В ТП может быть установлена панель уличного освещения. Подстанция представляет собой стальной сварной корпус с тремя отсеками: для аппаратуры 6-10 кВ, силового трансформатора и распределительного щита 0,38 кВ.

В КТП на стороне высокого напряжения силовой трансформатор присоединяется к линии через разъединитель и предохранители. В схеме КТП проходящего типа в цепях линий предусматриваются: разъединитель в линии основного питания и выключатель нагрузки в линии резервного питания. Линии 0,4 кВ присоединяются к сборным шинам через автоматические выключатели. В схеме предусматриваются: защита от однофазных коротких замыканий на нулевой провод, защита от неполнофазных режимов, автоматическое управление уличным освещением. Все оборудование подстанции размещается внутри помещений, в отсеках силового трансформатора РУ 10 и 0,4 кВ. Выводы линий 10 и 0,4 кВ выполняются воздушными и кабельными. КТП оборудуются соответствующими блокировками, обеспечивающими безопасное обслуживание. В КТП данной конструкции возможна замена оборудования на оборудование другой мощности, типа и других заводов-изготовителей без каких-либо переустройств ТП.

## 5 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 кВ

Для расчёта электрической нагрузки на стороне 10 кВ необходимо брать мощность, приведённую к стороне 10 кВ, т.е. с учётом потерь в трансформаторах, которые были рассчитаны в предыдущем пункте. Расчёт был рассмотрен в предыдущем пункте и данные расчёта приведены в таблице 10, вместе с потерями.

### 5.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

К питающим и распределительным сетям применяются следующие принципы построения: сети должны устанавливать необходимый уровень надёжности электроснабжения потребителей сеть должна быть простой и безопасной в эксплуатации, иметь оптимальные приведённые годовые затраты.

В процессе модернизации было выбрано два варианта электрических схем. Первый вариант предусматривает применение конфигурации двухлучевой схемы электроснабжения потребителей. Во втором варианте рассмотрим петлевой принцип. Такие схемы достаточно давно применяются в практике эксплуатации.

Варианты конфигурации распределительных сетей представлены на рисунках 6 и 7.

Конфигурация сети выполняется по петлевой схеме, каждый трансформатор может быть запитан с двух сторон, данная схема обуславливается высокой надёжностью и удобством. Потребители более высокой категории, запитываются от двухтрансформаторных подстанций, с помощью двойных лучевых схем.

Варианты конфигурации распределительной сети 10 кВ распределительной сети села Владимировка приведены на 2 листе графической части выпускной квалификационной работы.

Для выбора оптимального варианта модернизации электрической сети произведем технико-экономическое сравнение данных вариантов.



Рисунок 6 – Конфигурация распределительной сети 10 кВ (Вариант 1)

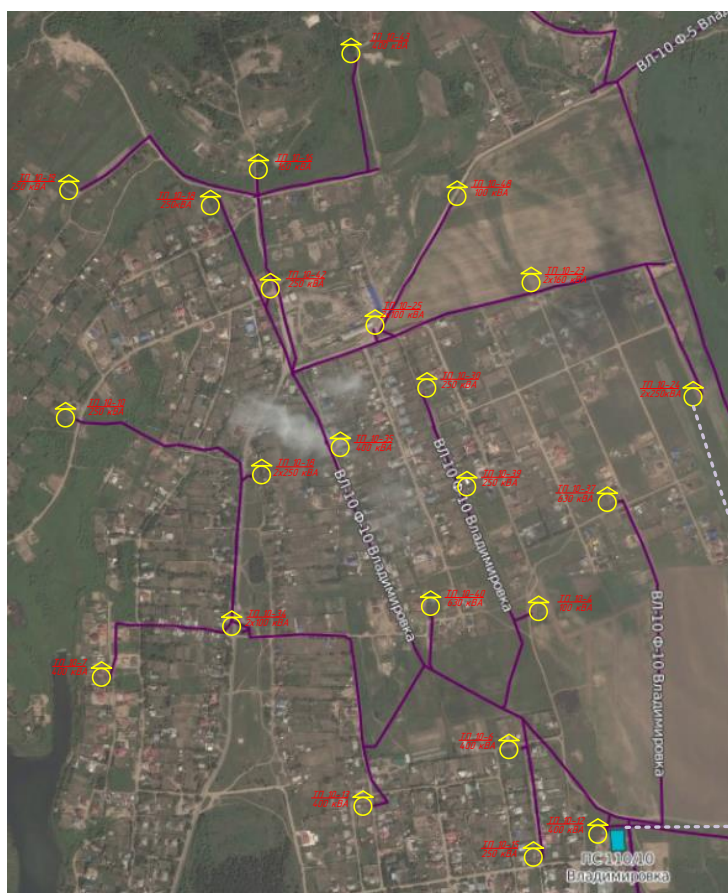


Рисунок 7 – Конфигурация распределительной сети 10 кВ (Вариант 2)

## 5.2 Выбор сечений распределительных линий 10 кВ

Выбор сечения линий напряжением 10 кВ осуществляется по нагреву расчетным током, таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии для второго варианта модернизации электрической сети.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (21)$$

где  $S_p$  – полная мощность линии, кВА;

$U_n$  – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность, протекающая по линии определяется суммированием активных и реактивных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

$$P_{p.\Sigma \phi_{10}} = \Sigma P_{ТП} = 2960 \text{ кВт}; \quad (22)$$

$$Q_{p.\Sigma \phi_{10}} = \Sigma Q_{ТП} = 1184 \text{ кВар};$$

$$S_{p.\Sigma \phi_{10}} = \sqrt{P_{p.\Sigma \phi_{10}}^2 + Q_{p.\Sigma \phi_{10}}^2} = \sqrt{2960^2 + 1184^2} = 3188 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{3188}{10 \cdot \sqrt{3}} = 184,28 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.дон} \geq I_p, \quad (23)$$

где  $I_{дл.дон}$  – длительно допустимый ток провода выбранного сечения.

Выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 50 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током  $I_{дл.дон} = 245 \text{ А}$ .

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбранные марки и сечения распределительных линий 10 кВ

№ участка	$I_{\text{норм.реж.}}, \text{ А}$	Тип линии	$I_{\text{дл.доп.сип.}}, \text{ А}$
Владимировка-ТП 10-37	192,3	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-37-ТП 10-12	170,8	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-12-ТП 10-15	152,9	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-15-ТП 10-6	136,5	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-15-ТП 10-4	125,7	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-4-ТП 10-39	46,7	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-39-ТП 10-30	22,17	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-4 – ТП 10-40	114,5	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-40 – ТП 10-35	106,3	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-35 – ТП 10-42	37,6	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-42 – ТП 10-16	26,6	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-16 – ТП 10-19	23,1	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-19 – ТП 10-43	19,5	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-42 – ТП 10-48	17,5	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-48 – ТП 411	12,3	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 411 – ТП 10-25	10,9	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-25 – ТП 10-23	9,87	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-35 – ТП 10-13	46,1	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-13 – ТП 10-7	32,8	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-7 – ТП 10-34	24,1	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-34 – ТП 10-10	19,8	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-10 – ТП 10-18	13,6	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245
ТП 10-23 – ТП 10-24	7,56	СИП 3x50мм <sup>2</sup>	245

При отключении ВЛ 10 кВ ПС Владимировка – ТП 10-37, можно запитать со стороны ТП 10-24, так как фидер кольцевой. В послеаварийном режиме на участке ПС Владимировка - ТП 10-24:

$$I_{\text{рПСВлад-ТП10-24}} = \frac{3188}{10 \cdot \sqrt{3}} = 184,28 \text{ А}$$

Следовательно, ВЛ СИП 3x50мм<sup>2</sup> на всех участках сети выбран, верно.

### 5.3 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения на каждом участке распределительных линий 10 кВ.

$$\Delta U = \frac{(P_i \cdot r_0 + Q_i \cdot x_0)}{U_H} L_i \cdot 100\% , \quad (24)$$

где  $I_i$  – расчетный ток протекающий по  $i$ -му участку линии;

$L_i$  – длина  $i$ -го участка линии, км.

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

$r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

Для примера определим потерю напряжения 1 варианта для участка ТП10-37-ТП на головном участке:

$$\Delta U = \frac{(2,960 \cdot 0,98 + 1,184 \cdot 0,2)}{10} 1,43 \cdot 100\% = 1,3\%$$

Определение потерь электроэнергии в сетях 10 кВ определяется для технико-экономического сравнения вариантов.

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ определим с помощью метода средних нагрузок в соответствии с [7].

$$W_{ВЛ} = k_{\kappa} \cdot 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R_{л} \cdot k_{\phi}^2 \cdot (T_3 + k_{л}^2 \cdot T_{л}) \cdot 10^{-3}, \quad (25)$$

где  $k_{\kappa}$  – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99) [28];

$I_{cp}$  – среднее значение токовой нагрузки;

$T_3, T_{л}$  – количество зимних, летних часов;

$R_{л}$  – сопротивление линии;

$k_{\phi}$  – коэффициент формы графика,  $k_{\phi}=1,03$  [28];

$k_{л}$  – коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки,  $k_{л}=0,5$  [28];

Так как значения токов рассчитаны при максимальных нагрузках, то для нахождения средних значений токовой нагрузки используем коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$I_{cp} = I_p \cdot k_3, \quad (26)$$

где  $I_p$  – значения расчетных токов на линиях 10 кВ (таблица 11);

$k_3$  – коэффициент заполнения графика нагрузки,  $k_3=0,67$ .

Нагрузочные потери электроэнергии на участке ТП 10-37:

$$\Delta W_{10-37-10-12} = 0,99 \cdot 3 \cdot (192,3 \cdot 0,5)^2 \cdot 0,52 \cdot 1,33 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1116 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Результаты расчетов потери напряжения, мощности для других участков 1 варианта приведены в следующей таблице 12.

Таблица 12 - Потери напряжения, электроэнергии ВЛ 10 кВ

№ участка	$\Delta U$ , %	$\Delta W$ , кВт·ч
Владимировка-ТП 10-37	1,3	1116.00
ТП 10-37-ТП 10-12	1,29	984
ТП 10-12-ТП 10-15	1.50	138.47
ТП 10-15-ТП 10-6	0.87	100.98
ТП 10-15-ТП 10-4	0.01	44.37
ТП 10-4-ТП 10-39	0.09	703.04
ТП 10-39- ТП 10-30	0.73	45365
ТП 10-4 – ТП 10-40	0.43	25092
ТП 10-40 – ТП 10-35	0.01	38.25
ТП 10-35 – ТП 10-42	0.04	190.49
ТП 10-42 – ТП 10-16	0.58	29911.50
ТП 10-16 – ТП 10-19	0.38	18742.50
ТП 10-19 – ТП 10-43	0.28	984
ТП 10-42 – ТП 10-48	1.79	11705
ТП 10-48 – ТП 411	0.15	1548
ТП 411 – ТП 10-25	0.11	771.12
ТП 10-25 – ТП 10-23	0.03	142.29
ТП 10-23 – ТП 10-24	0.04	117.05
ТП 10-35 – ТП 10-13	0.77	4258.50
ТП 10-13 –ТП 10-7	0,23	3126,5
ТП 10-7 – ТП 10-34	0,56	5489,3
ТП 10-34 –ТП 10-10	0,15	8745,3
ТП 10-10 – ТП 10-18	0,06	4639,3

Можно сделать вывод, что потери напряжения не превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно [22].



## 6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данной бакалаврской работе оценка экономичности вариантов производится по эквивалентным годовым расходам, которые определяются по формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \cdot K + И \quad (27)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования  $E = 0,1$  [27];

$K$  – капитальные вложения в рассматриваемый объект за год;

$И$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Капитальные вложения – это вложения, необходимые для сооружения электрических сетей, электрических станций и энергообъектов. Они определяются, как:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ПС}}, \quad (28)$$

где  $K_{\text{ВЛ}}$  – капитальные вложения на сооружение воздушных линий. Сюда входят затраты на изыскательские работы, подготовку трасы, затраты на приобретение опор, проводов, линейной арматуры, заземлителей, их транспортировку и монтаж;

$K_{\text{ПС}}$  – капиталовложения на сооружения подстанций. Их будем определять по укрупнённым стоимостным показателям, как:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ТР}} + K_{\text{РУ\Sigma}} + K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{КУ}}, \quad (29)$$

где  $K_{\text{ТР}}$  – стоимость трансформаторов;

$K_{\text{РУ\Sigma}}$  – суммарная стоимость ячеек ОРУ на рассматриваемой ПС;

$K_{\text{ПОСТ}}$  – постоянная часть затрат, включающие стоимость средств пожарной безопасности, контура заземления и т.п.;

$K_{\text{КУ}}$  – стоимость принятых к установке БСК.

Для технико-экономического сравнения вариантов эксплуатационные издержки учитываются как процент отчислений от укрупнённых капитальных вложений. Все значения базовых показателей стоимости взяты из укрупнённых стоимостных показателей электрических сетей.

Эксплуатационные издержки включают в себя затраты, связанные с передачей и распределением электроэнергии по сетям, необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и электрических сетей в течение одного года.

В эксплуатационные издержки входят:

1) Суммарные затраты электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей по укрупнённым стоимостным показателям:

$$I_{p\text{ЭО}} = \alpha_{p\text{ЭО}} \cdot K, \quad (30)$$

где  $\alpha_{p\text{ЭО}}$  – нормы отчислений на обслуживание [26].

2) Амортизационные отчисления:

$$I_a = K \cdot \alpha, \quad (31)$$

где  $K$  – капиталовложения в ВЛ и ПС;

$\alpha$  – норма амортизационных отчислений для силового оборудования [26].

3) Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} = C_{0\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (32)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии в ВЛ, трансформаторах и компенсирующих устройствах;

$$C_{0\Delta W} \text{ – удельная стоимость потерь электроэнергии; равен } 2.1 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Таким образом, производится расчёт для выбранной схемы до тех пор, пока не будут определены суммарные эксплуатационные издержки и

суммарные капиталовложения в модернизируемой сети. Расчет проводился в программе Mathcad. Результаты расчётов занесены в таблицу 13.

Таблица 13 – Экономические показатели

Показатель	1 вариант	2 вариант
Капиталовложения в подстанции, млн. руб.	2.745	2.883
Капиталовложения в линии, млн. руб.	8.991	7.762
Суммарные капиталовложения, млн. руб.	11140	10.640
Стоимость потерь электроэнергии, млн. руб.	3.963	3.873
Эксплуатационные издержки, млн. руб.	2.283	2.322
Издержки на амортизацию, млн. руб.	5.518	5.322
Суммарные издержки, млн. руб.	8.197	8.031
Среднегодовые затраты, млн. руб.	19230	18680

Анализируя среднегодовые затраты можно сделать вывод, что второй вариант сети наиболее экономически привлекательный вариант, т.к. разница в приведенных затратах составила более 5%.

## 7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ на ПС Владимировка производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

### 7.1 Расчёт токов КЗ в сети 110, 10, 0,4 кВ

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 110 кВ ПС Владимировка;
- шины 10 кВ ПС Владимировка;
- шины ВН трансформаторных подстанций;
- шины НН трансформаторных подстанций;
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

Расчет токов КЗ в сети 10 кВ выполнен в соответствии [2].

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

- метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);

- метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В бакалаврской работе расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора или условную единицу мощности, например 100 МВА.

### 7.2 Расчёт токов КЗ в сети 110 кВ

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

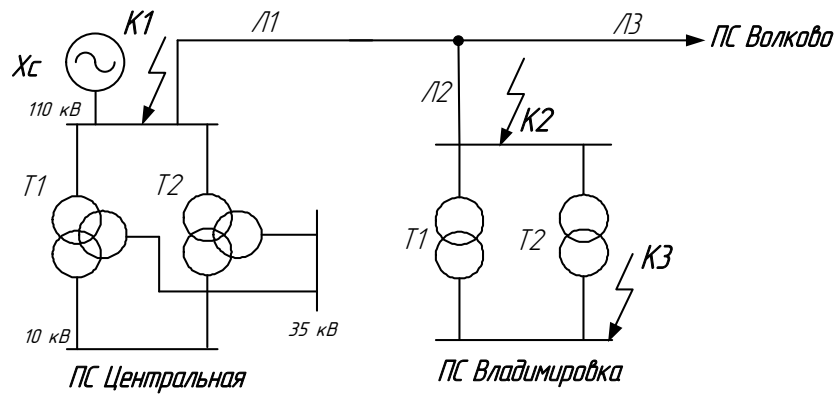


Рисунок 8 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

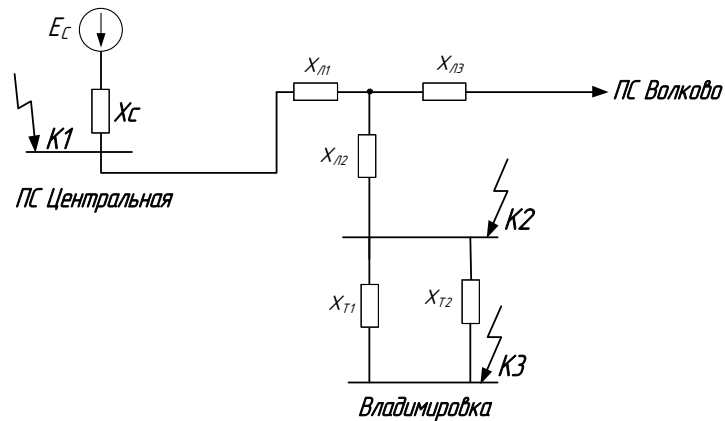


Рисунок 9 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ:  $U_1=115$  кВ,  $U_2=10,5$ кВ

Базисная мощность принимается:  $S_{баз}=100$  МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (33)$$

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (34)$$

где  $I_{П0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 16,2 \cdot 115} = 0,031 \text{ о.е.},$$

где  $I_{П0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ.

Параметры питающих линий:

ВЛ 110 кВ Центральная – Волково до отпайки на ПС Владимировка:

$L_{л1} = 6,21$  км, марка провода АС-185,  $x_0 = 0,413$  Ом/км;

Отпайки Владимировка:

$L_{л2} = 0,08$  км, марка провода АС-120,  $x_0 = 0,427$  Ом/км;

ВЛ 110 кВ Центральная – Волково от отпайки на ПС Владимировка:

$L_{л3} = 13,74$  км, марка провода АС-185,  $x_0 = 0,413$  Ом/км.

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (35)$$

$$X_{л1} = 0,413 \cdot 6,21 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,019 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = 0,427 \cdot 0,08 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,003 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3} = 0,413 \cdot 13,74 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,043 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = X_{л1} + X_{л2} + \frac{X_{л1} + X_{л2}}{X_{л3}}; \quad (36)$$

$$X_1 = 0,019 + 0,003 + \frac{0,019 + 0,003}{0,043} = 0,534 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_{л3} + X_{л2} + \frac{X_{л3} + X_{л2}}{X_{л1}};$$

$$X_2 = 0,003 + 0,043 + \frac{0,003 + 0,043}{0,019} = 0,91 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора на ПС Владимировка:

$$X_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{тр}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,525 \text{ о.е.} \quad (37)$$

Эквивалентирuem схему замещения:

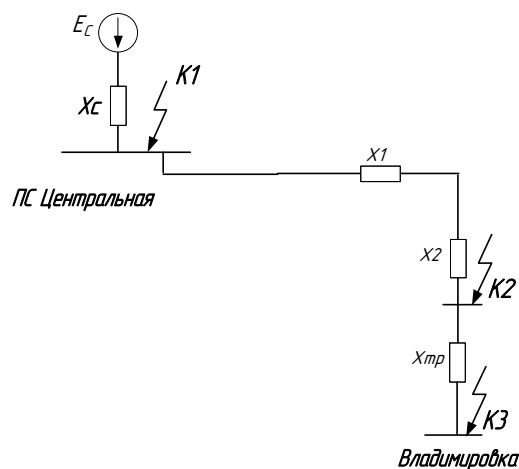


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c = 0,031 \text{ о.е.} \quad (38)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} + X_{\Sigma K1} = \frac{0,534 \cdot 0,91}{0,534 + 0,91} + 0,031 = 0,448 \text{ о.е.} \quad (39)$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{\text{тр}} = 0,448 + 0,525 = 0,973 \text{ о.е.} \quad (40)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{п0к1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{0,031} \cdot 0,502 = 1,29 \text{ кА} \quad (41)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{0,448} \cdot 0,502 = 1,12 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{п0к3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K3}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1}{0,973} \cdot 5,5 = 9,49 \text{ кА}$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (42)$$

$$I_{\text{кз1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,29 = 1,12 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,12 = 0,97 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,49 = 8,22 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:



$$i_{КЗ}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{П0}^{(3)}, \quad (43)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ  $T_a$ , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [29, с.110] принимаем средние значение  $k_{уд}=1,935$  для точки К1, К2, К3, для точки К3  $k_{уд}=1,369$ .

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 1,29 = 3,49 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 1,12 = 3,06 \text{ кА}$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 8,22 = 15,9 \text{ кА}$$

### 7.3 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему электроснабжения с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

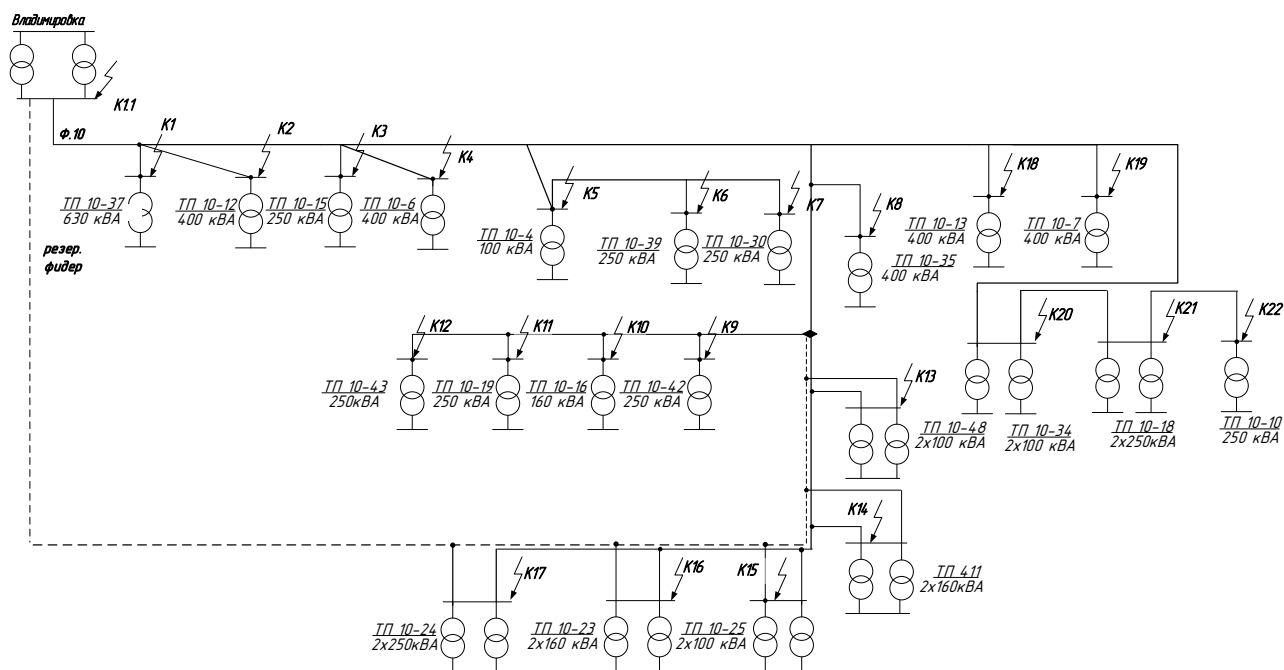


Рисунок 6 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке 11 приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно ТП 10-37.

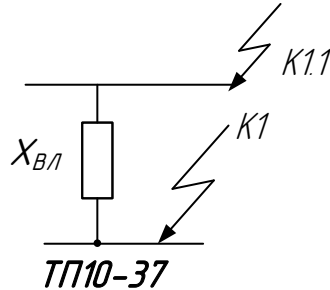


Рисунок 11 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ:  $U_1=10,5\text{кВ}$

Базисная мощность принимается:  $S_{\text{баз}}=100\text{МВА}$ .

Определяем базисные токи:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} \quad (44)$$

$$I_{\text{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}$$

Параметры линий от ПС до ТП:

$L_{\text{ВЛ1}}=0,4 \text{ км}$ , марка провода СИП 3-50,  $x_0=0,406 \text{ Ом/км}$  [19];

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_1^2} \quad (45)$$

$$X_{\text{л}} = 0,406 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,15 \text{ о.е.}$$

Сопrotивление линий 10 кВ до каждой ТП приведены в следующей таблице 14.

Таблица 14 – Суммарное сопротивление линий от шин 10 кВ ПС до ТП

№ точки КЗ	ТП	$X_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{о.е.}$	№ точки КЗ	ТП	$X_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{о.е.}$
1	ТП 10-37	0.36	0.327	12	ТП 10-43	1.226	1.112
2	ТП 10-12	0.428	0.388	13	ТП 10-48	1.316	1.194
3	ТП 10-15	0.473	0.429	14	ТП 411	1.13	1.025
4	ТП 10-6	0.675	0.612	15	ТП 10-25	1.529	1.387
5	ТП 10-4	0.63	0.571	16	ТП 10-23	0.92	0.834
6	ТП 10-39	0.661	0.6	17	ТП 10-24	0.942	0.854
7	ТП 10-30	0.774	0.702	18	ТП 10-13	0.987	0.895
8	ТП 10-35	1.03	0.934	19	ТП 10-7	1.009	0.916
9	ТП 10-42	1.007	0.913	20	ТП 10-34	1.015	0.936
10	ТП 10-16	1.092	0.99	21	ТП 10-18	1.054	0.956
11	ТП 10-19	1.226	1.112	22	ТП 10-10	1.077	0.977

Таблица 15 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети

№ точки КЗ	ПС/ТП	$I_{\text{по}}^{(3)}, \text{А}$	$I_{\text{кз}}^{(2)}, \text{А}$	$i_{\text{уд}}, \text{А}$	№ точки КЗ	ПС/ТП	$I_{\text{по}}^{(3)}, \text{А}$	$I_{\text{кз}}^{(2)}, \text{А}$	$i_{\text{уд}}, \text{А}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.1	Шины 10 кВ Владимировка	10.338	8.95	11.17	12	ТП 10-43	4.64	4.02	9.00
1	ТП 10-37	8.76	7.58	16.96	13	ТП 10-48	4.64	4.02	9.00
2	ТП 10-12	6.96	6.02	13.46	14	ТП 411	4.48	3.88	8.70
3	ТП 10-15	6.70	5.80	12.96	15	ТП 10-25	5.71	4.35	10.24
4	ТП 10-6	6.54	5.66	12.64	16	ТП 10-23	5.36	4.64	10.38
5	ТП 10-4	5.88	5.10	11.40	17	ТП 10-24	5.26	4.56	10.20
6	ТП 10-39	6.02	5.22	11.66	18	ТП 10-13	5.22	4.52	10.10
7	ТП 10-30	5.92	5.14	11.48	19	ТП 10-7	5.12	4.42	9.90
8	ТП 10-35	5.62	4.86	10.88	20	ТП 10-34	8.07	6.98	15.61
9	ТП 10-42	5.02	4.36	9.72	21	ТП 10-34	5.02	4.34	9.72
10	ТП 10-16	5.08	4.40	9.82	22	ТП 10-18	4.98	4.30	9.62
11	ТП 10-19	4.90	4.24	9.48	12	ТП 10-10	5.71	4.35	10.24

## 7.4 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии.

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции ТП 10-37, мощностью 630 кВА, и в конце отходящей линии №1.

Схема замещения с точками короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 12.

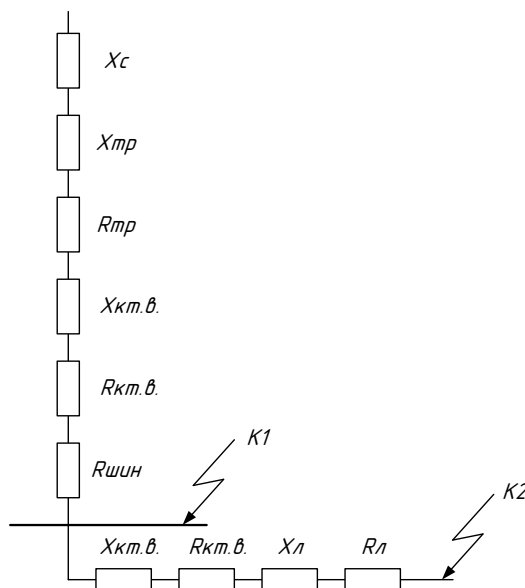


Рисунок 12 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Расчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определяем по формулам

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left( \frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T, \text{НОМ}}} \right)^2} \frac{U_{\text{НН,НОМ}}^2}{S_{T, \text{НОМ}}} \cdot 10^4 ; \quad (46)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НН,НОМ}}^2}{S_{T, \text{НОМ}}^2} \cdot 10^6 \quad (47)$$

Сопротивление трансформаторов ТП 10-37 равен:

$$x_T = \sqrt{(5,5)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot 7,6}{630}\right)^2 \frac{0,4^2}{630}} \cdot 10^4 = 13,63 \text{ мОм}$$

$$r_T = \frac{630 \cdot 0,4^2}{630} \cdot 10^6 = 3,06 \text{ мОм}$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{срнн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}} \cdot U_{\text{срвн}}} \cdot 10^3 \quad (48)$$

$$X_C = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 1,77 \cdot 10500} \cdot 10^3 = 4,9 \text{ мОм}$$

Также необходимо учесть сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, болтовых соединений:

$$r_{\text{кв}} = 0,41 \text{ мОм}; x_{\text{кв}} = 0,13 \text{ мОм}; r_{\text{кон.к}} = 0,0024 \text{ мОм}, [19];$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{\text{к1}} = r_{\text{тр}} + r_{\text{шин}} + r_{\text{кв}} + r_{\text{конт}} = 3,06 + 0,004 + 0,41 + 0,0024 = 3,48 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{к1}} = x_c + x_{\text{тр}} + x_{\text{кв}} = 4,9 + 13,63 + 0,13 = 18,74 \text{ мОм};$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{п0к1max}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}, \quad (49)$$

$$I_{\text{п0к1max}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,48^2 + 18,74^2}} = 12,12 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п0к1min}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{\Sigma}^2}}, \quad (50)$$

$$I_{\text{П0К1min}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(3,48 + 15,85)^2 + 18,74^2}} = 8,58 \text{ кА};$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0К1max}} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (51)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, который может быть определен по кривым [29].

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0К1max}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 12,12 \cdot 1,56 = 26,7 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного короткого рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{0К1} = 3 \cdot r_{\text{тр}} + 3 \cdot r_{\text{шин}} + 3 \cdot r_{\text{кв}} + 3 \cdot r_{\text{конт}}, \quad (52)$$

$$r_{0К1} = 3 \cdot 3,06 + 3 \cdot 0,004 + 3 \cdot 0,41 + 3 \cdot 0,0024 = 9,6 \text{ мОм},$$

$$x_{0К1} = 2 \cdot x_{\text{с}} + 3 \cdot x_{\text{кв}} + 3 \cdot x_{\text{тр}}, \quad (53)$$

$$x_{0К1} = 2 \cdot 4,9 + 3 \cdot 13,63 + 3 \cdot 0,13 = 51,24 \text{ мОм}.$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{П0К1max}}^{(1)} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{0\Sigma}^2 + x_{0\Sigma}^2}}, \quad (54)$$

$$I_{\text{П0К1max}}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{9,6^2 + 51,24^2}} = 4,43 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П0К1min}}^{(0)} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{0\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{0\Sigma}^2}}, \quad (55)$$

$$I_{\text{П0К1min}}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(9,6 + 15,85)^2 + 51,24^2}} = 4,04 \text{ кА};$$

$$I_{\text{удК1}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0К1max}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 4,43 \cdot 1,56 = 9,77 \text{ кА}.$$

Аналогично рассчитываются остальные точки. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ, а также в дальних точках отходящих линий приведены в таблицах 16 и 17.

Таблица 16 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	$I_{\text{П0max}}$ , кА	$I_{\text{П0min}}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	$I_{\text{П0max}}^{(1)}$ , кА	$I_{\text{П0min}}^{(1)}$ , кА	$I_{\text{уд}}^{(1)}$ , кА
ТП 10-37	7.067	4.758	12.147	2.455	2.186	4.73
ТП 10-12	10.547	7.178	18.668	3.741	3.347	7.439
ТП 10-15	12.855	9.06	25.352	4.624	4.214	10.075
ТП 10-6	12.61	8.917	25.157	4.559	4.155	9.972
ТП 10-4	10.315	7.038	18.381	3.682	3.295	7.355
ТП 10-39	6.844	4.601	11.724	2.392	2.127	4.598
ТП 10-30	12.44	8.821	25.066	4.515	4.116	9.91
ТП 10-35	12.115	8.578	24.278	4.43	4.036	9.743
ТП 10-42	10.119	6.918	18.135	3.632	3.25	7.282
ТП 10-16	12.49	8.823	24.826	4.529	4.127	9.914
ТП 10-19	12.115	8.578	24.278	4.43	4.036	9.743
ТП 10-43	9.958	6.819	17.933	3.59	3.213	7.222
ТП 10-48	12.282	8.687	24.523	4.474	4.077	9.82
ТП 411	6.93	4.66	11.90	2.41	2.14	4.64
ТП 10-25	10.34	7.03	18.29	3.67	3.28	7.29
ТП 10-23	12.60	8.88	24.84	4.53	4.13	9.87
ТП 10-24	12.36	8.74	24.65	4.47	4.07	9.77
ТП 10-13	10.11	6.90	18.01	3.61	3.23	7.21
ТП 10-7	6.71	4.51	11.49	2.34	2.08	4.51
ТП 10-34	12.19	8.64	24.56	4.42	4.03	9.71
ТП 10-18	10.03	6.89	18.20	3.58	3.21	7.19
ТП 10-10	9.92	6.78	17.77	3.56	3.19	7.14

Таблица 17 – Результаты расчета токов КЗ в дальних точках отходящих линий  
0,4 кВ

ТП	№ линии	$I_{П0max}$ , кА	$I_{П0min}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$I_{П0max}^{(1)}$ , кА	$I_{П0min}^{(1)}$ , кА	$I_{уд}^{(1)}$ , кА
1	2	3	4	5	6	7	8
10-37	1	0.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39
	2	1.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	3	1.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
10-12	4	1.41	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	1	1.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
	2	1.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
10-15	3	1.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54
	4	1.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85
	1	1.02	0.56	1.44	0.34	0.27	0.48
	2	1.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
10-6	3	1.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
	1	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
	2	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96
	3	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
	4	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
10-4	1	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
10-39	1	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	2	1.03	0.56	1.45	0.34	0.27	0.49
10-30	1	2.25	1.26	3.19	0.76	0.60	1.07
10-35	1	1.33	0.74	1.88	0.45	0.35	0.63
	2	1.98	1.10	2.80	0.66	0.53	0.94
	3	8.27	5.02	12.70	2.88	2.39	4.36
10-42	1	5.89	3.42	8.53	2.02	1.63	2.90
	2	6.37	3.73	9.30	2.19	1.78	3.17
	3	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06
	4	7.55	4.51	11.32	2.61	2.15	3.88
10-16	1	4.05	2.29	5.76	1.37	1.09	1.94
	2	5.39	3.15	7.84	1.84	1.50	2.66
10-19	3	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
	4	4.21	2.41	6.02	1.43	1.15	2.03
	1	2.37	1.31	3.35	0.79	0.63	1.12
	2	1.24	0.68	1.75	0.41	0.33	0.59
	3	2.75	1.53	3.89	0.92	0.73	1.31
	4	1.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
10-43	1	2.34	1.31	3.32	0.79	0.62	1.11
10-48	1	0.87	0.48	1.23	0.29	0.23	0.41
411 10-25	1	1.79	0.99	2.53	0.60	0.47	0.85
	2	2.60	1.46	3.68	0.87	0.69	1.24
10-23	1	1.18	0.65	1.67	0.40	0.31	0.56
	2	1.32	0.73	1.87	0.44	0.35	0.63
	3	1.55	0.86	2.19	0.52	0.41	0.73
10-24	1	0.94	0.51	1.33	0.31	0.25	0.44
	2	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	3	1.06	0.58	1.50	0.35	0.28	0.50



По расчетам токов КЗ далее произведем выбор и проверку параметров электрооборудования, а также выбор и проверка уставок релейной защиты и автоматики.

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ВЛАДИМИРОВКА

### 8.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Владимировка

Рассмотрим выбор КУ на ПС Владимировка.

Суммарная реактивная мощность на ПС Владимировка составляет 2,88 МВар. [31]

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{2,88 - 1,7}{2} = 0,8 \text{ МВар} \quad (57)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{KV.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (58)$$

где  $n$  – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

$S$  – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S = 2 \cdot 0,45 = 0,9 \text{ МВар.} \quad (59)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-10-450 х2 шт на каждую секцию шин [28].

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (60)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\Phi} = 2,88 - 2 \cdot 0,9 = 1,08 \text{ Мвар} \quad (61)$$

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (62)$$

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

$P_{\text{ср}}$  – средняя зимняя активная мощность, МВт [31];

$Q_{\text{неск}}$  – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$  – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Владимировка:

$$S_{\text{тр расч}} = \frac{\sqrt{7,97^2 + 1,08^2}}{2 \cdot 0,7} = 6,8 \text{ МВА} \quad (63)$$

Принимаем трансформаторы ТДН 10000 [9]

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{т}}) \cdot S_{\text{тр}}} \quad (64)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{7,97^2 + 1,08^2}}{10 \cdot 2} = 0,5 \quad (65)$$

Условие выполняется.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{тр}}} \quad (66)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4 \quad (67)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{7,97^2 + 1,08^2}}{10} = 1 \quad (68)$$

В настоящее время трансформаторы работают в неоптимальном режиме, однако учитывая развития села Владимировка, считаем не целесообразным замену трансформаторов.

## 8.2 Выбор и проверка выключателей

Так как на ПС Владимировка установлены масляные выключатели типа ВМТ-110 и срок эксплуатации 30 лет, необходимо произвести замену выключателей.

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

– напряжению:  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ ;

– длительному току :  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$ ;  $k_{\text{пг}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ .

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию:  $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$ .

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (69)$$

где  $i_{\text{а.ном}}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$\beta_{\text{норм}}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{\text{ат}}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{3 \min} + t_{c.в}, \quad (70)$$

где  $t_{3 \min}$  – минимальное время действия релейной защиты;  $t_{c.в}$  – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

где  $i_{\text{вкл}}$  – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{вкл}}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{п0}}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя (таблица 13).

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (71)$$

где  $i_{\text{пр.скв}}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ [29].

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (72)$$

где  $I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу,

с;

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (73)$$

где  $t_{откл}$  – расчетная продолжительность КЗ.

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 1.12^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 2.38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/630 с пружинным приводом типа ППрК.

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени  $\tau$ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1.12 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 2.5 \text{ кА.} \quad (74)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей  $I_{пт}$  в любой момент КЗ  $t$  используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е.  $\gamma_t = I_{пт} / I_{п0} = f(t)$ , построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение

апериодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{пт} = I_{п0} = \text{const}$ .

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

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

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{max p} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(7,97)^2 + (1,08)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,044 \text{ кА.} \quad (75)$$

Результаты выбора выключателя на ПС Владимировка сведены в таблице 18.

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{max}=44 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт}=1,12 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{a.ном}=22,63 \text{ кА}$	$i_{ат}=2,5 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0}=1,12 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин}=102 \text{ кА}$	$i_{уд}=3,06 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 8.3 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют

видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-110/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{сет.ном}=110$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630$ А	$I_{max}=44$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин}=80$ кА	$i_{уд}=3,06$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 2.38$ кА <sup>2</sup> · с	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 2.38$ кА <sup>2</sup> · с	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 8.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

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



Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx R_2$ .

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{приб}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $R_k$ :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k; \quad (76)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм<sup>2</sup> по меди и 4 мм<sup>2</sup> по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм<sup>2</sup>. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что  $Z_{пров} = R_{пров}$ .

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГ145 -110У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Энергомера СЕ 301	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

$Z_{2ном} = 15$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{приб}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (77)$$

где  $\sum S_{приб}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,1$  Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} \quad (78)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом} \quad (79)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 44 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 3.06 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 2.38 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 8.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}},$$

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

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной

цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{дон} \leq \Delta U$
Ном. мощ. вторичной цепи, ВА	$S_{2H} \geq S_{2расч}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН ПС Владимировка выбираем трансформатор напряжения НАМИ- 110 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 23.

Таблица 23 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$ , ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	10	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	10	5,5
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0,92 5	9	67,5	27
Счетчик АЭ	Энергомера СЕ 208-308	7,5	0.38	0.92 5	9	67,5	27
Сумма						159	65

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{159^2 + 65^2} = 172 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 24.

Таблица 24 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 172 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 10 КВ

### 9.1 Выбор комплектного распределительного устройство на ПС Владимировка

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

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

Максимальный рабочий ток на стороне НН ПС Владимировка:

$$I_{\max p} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1.4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 809 \text{ А.}$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

– выключатели вакуумные;

– разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;

- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

## 9.2 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ

На ПС Владимировка предлагается выбор секционных и вводных выключателей, а так же на ф.10 питающих рассматриваемую часть поселка Владимировка.

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 9.49^2 \cdot (1 + 0,01) = 82.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (90)$$

где  $t_{откл}$  – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно принимается равной 1с [29];

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [29].

$I_{п0}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9.49 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,91 \text{ кА} \quad (91)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{пт}=I_{п0}$ .

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя [2]:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН:

$$I_{max p} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{7,97^2 + 1,08^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 404 \text{ А.}$$

Выбираем секционный выключатель на ПС Владимировка марки ВВ/TEL-10-20/1000.

Таблица 25 – Данные по выбору секционного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{max}=404 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 9.49 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{а.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 8.22 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 9.49 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15.9 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 82.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$



Выбираем вводной выключатель на ПС Владимировка марки ВВ/TEL-10-20/630.

Таблица 26 – Данные по выбору вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=809 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
	$I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=9.49 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.НОМ}}=10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=8.22 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=9.49 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15.9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 82.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Расчет выбора выключателей по фидерам на ПС Владимировка аналогичный.

Результаты выбора выключателей на ПС Владимировка по фидеру 10 кВ сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Данные по выбору выключателя фидера Ф-10 ПС Владимировка

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Ф-10			
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=192,3 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
	$I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=9.49 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.НОМ}}=10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=8.22 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=9.49 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15.9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 82.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

### 9.3 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-І-1-0,5.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-І-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 28.

Таблица 28 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [6]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Ртутный 236 АРТ	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Ртутный 236 АРТ	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 15,9 \text{ кА}, \quad (92)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_{\text{к}} = 150,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (93)$$

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

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (94)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (95)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ( $\rho=0,0175$ ). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (96)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (97)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (98)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом} \quad (99)$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-10-І-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 0,5- класс точности) сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=809 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=82,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=404 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15.9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=82.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 31.

Таблица 31 – Проверка ТТ на отходящем присоединении Ф-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=192,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=82.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 9.4 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3} \text{ В}$  и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ ;
- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma},$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (100)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	2	1	0	8
Счетчик АЭ	Меркурий 236 ART	9	9	0,38	0,925	72
Счетчик РЭ						
Итого						80

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 \cdot 2 + 9 \cdot 8 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 8 \cdot 0,925)^2} = 75,4 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 33.

Таблица 33 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{ном}}=200 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=75,4 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

### 9.5 Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А

применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен 430 А. Принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения 40x5мм,  $S=200 \text{ мм}^2$ , с номинальным допустимым током  $I_{\text{доп}}=540 \text{ А}$ .

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\min} \leq q \quad (101)$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение по термической стойкости  
 $q$  – выбранное сечение.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{104,13 \cdot 10^6}}{91} = 58,6 \text{ мм}^2, \quad (102)$$

где  $C_T = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$  – для алюминиевых шин, [20].

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, принимается равным  $104.13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  рассчитанного для вводного выключателя.

Так как  $q_{\min} < q$ , следовательно, шины термически устойчивы.

Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной  $l = 1,5 \text{ м}$  [4].

Собственная частота колебаний шины:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (103)$$

где  $q$  – поперечное сечение выбранной шины,  $\text{см}^2$ ;

$J$  – момент инерции шины, который согласно [4] равен:

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,5 \cdot 4^3}{12} = 2,67 \text{ см}^4. \quad (104)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,67}{2}} = 133,3$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^{(3)2}}{a}, \quad (105)$$

где  $i_{\text{уд}}^{(3)2}$  – ударный ток на шине, А;

$a$  – расстояние между фазами, м [4].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{1117^2}{0,13} = 95,8 \text{ Н/м} \quad (106)$$

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент:

$$M_{\text{max}} = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{95,8 \cdot 1,5^2}{10} = 21,56 \text{ Н/м} \quad (107)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{M}{W}, \quad (108)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины, который равен:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33 \text{ см}^3. \quad (109)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{21,56}{1,33} = 16,17 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины  $\sigma_{\text{доп}} = 85 \text{ МПа}$ , [4], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого значения.

## 9.6 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа ПС, мощности трансформатора, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без СК, без постоянного дежурства.

Определяем нагрузку собственных нужд и сводим в таблицу 34.

Таблица 34– нагрузка собственных нужд [13]

Вид потребителя	Нагрузка
	Р, кВт
Подогрев выключателей	8,5
Подогрев шкафов КРУ	1
Подогрев приводов разъединителей	0,6
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	40
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ	5
Освещение ОРУ	5
Отопление, освещение компрессорной	10
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	25

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=0}^n P_i ; \quad (110)$$

$$P_{\Sigma} = 8,5 + 1 + 0,6 + 1 + 40 + 5 + 5 + 10 + 25 = 96,1 \text{ кВт.}$$

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:



$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (111)$$

где  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности, равный 1 [19].

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma} = \frac{0,96}{1} = 0,96 \text{ МВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{TCH} = \frac{S_{\Sigma}}{k_3 \cdot N_T}. \quad (112)$$

Определяем мощность трансформатора для первой категории:

$$S_{TCH} = \frac{96}{2 \cdot 0,7} = 68 \text{ кВА.}$$

Выбираем ТМ-100/10 кВА.

### 9.7 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \quad (113)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н} ;$$

Высота изолятора равна  $H_{\text{уз}} = 120$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{9434^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н} ; \quad (114)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{уз}}} = \frac{H_{\text{уз}} + b + h/2}{H_{\text{уз}}} = \frac{130 + 8 + 100/2}{130} = 1,446 ; \quad (115)$$

Проверка:  $F_{\text{расч.}} = 22,29 \text{ Н} \leq F_{\text{дон}} = 2250 \text{ Н}$ .

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

Выбор и результаты оборудования приведены на 4 листе графической части выпускной квалификационной работы.

## 10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 0,4 кВ

### 10.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0.4 кВ

В данной бакалаврской работе устанавливаем автоматические выключатели на низкой стороне трансформатора каждой ТП и для каждой отходящей линии.

Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ производится:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}};$$

- по величине тока:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}};$$

- конструктивному исполнению;

- коммутационной способности:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}} \approx I_{\text{п0}},$$

где  $I_{\text{откл.ном}}$  – ток предельной коммутационной способности автомата;

$I_{\text{пт}}$  – ток КЗ в момент расхождения контактов (принимают  $I_{\text{пт}} \approx I_{\text{п0}}$ ).

- по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{п0 min}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср.расц}}, \quad (120)$$

где  $I_{\text{п0 min}}^{(1)}$  – минимальный ток при однофазном КЗ, кА,

$I_{\text{ср.расц}}$  – ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

Произведем выбор вводного автоматического выключателя на ТП 73.

Определим расчетный ток:

$$I_{\text{норм.расч}} = \frac{S_{\text{р.тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{263,597}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 517,4 \text{ А}$$

где  $S_{\text{р.тп}}$  – расчетная мощность ТП, кВА.

Выбираем автоматический выключатель ВА51-39 с номинальным током расцепителя 630 А [7].

Проверим выключатель по вышеуказанным условиям:

- по величине тока:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}, 630\text{А} > 517\text{А}$$

- коммутационной способности:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п0}}, 20 \text{ кА} > 1,3 \text{ кА}$$

- по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{п0min}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср.расц}}, 1,2 \text{ кА} \geq 0,72 \text{ кА}$$

Все условия выполняются, следовательно, автомат был выбран правильно.

Результаты выбора выключателей на остальных ТП и на отходящих линиях приведены в таблицах 36, 37.

Таблица 36 – Выбор и проверка автоматических выключателей на вводах ТП

ТП	Выключатель	параметры выключателя			условия		
		$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{н.расц}}$ , А	$I_{\text{откл.ном}}$ , кА	$I_{\text{расч}}$ , А	$I_{\text{п0}}$ , кА	$I_{\text{п0}}^{(1)}$ , кА
ТП 10-37	ВА51-37	400	320	18	284.6	7.067	2.19
ТП 10-12	ВА51-37	400	400	18	384.2	10.547	3.35
ТП 10-15	ВА51-39	630	630	20	517.4	12.115	4.04
ТП 10-6	ВА88-40	800	800	35	549.3	12.61	4.16
ТП 10-4	ВА51-37	400	400	18	355.0	10.315	3.30
ТП 10-39	ВА51-35	250	250	18	200.1	6.844	2.13
ТП 10-30	ВА51-41	1000	1000	50	764.4	12.44	4.12
ТП 10-35	ВА88-40	800	800	35	508.4	10.235	3.28
ТП 10-42	ВА51-37	400	400	18	330.6	10.119	3.25
ТП 10-16	ВА51-39	630	630	20	528.4	12.49	4.13
ТП 10-19	ВА51-39	630	630	20	623,4	12.115	4.04
ТП 10-43	ВА51-37	400	400	18	388.5	9.958	3.21
ТП 10-48	ВА51-39	630	630	20	607.6	12.282	4.08
ТП 411	ВА51-35	250	250	18	198,3	6.844	2.13

Таблица 37 – Выбор автоматических выключателей на отходящих линиях 0,4 кВ

ТП	№ линии	Выключатель	Параметры выключателя			Условия		
			I <sub>ном</sub> , А	I <sub>н.расц</sub> , А	I <sub>откл.ном</sub> , кА	I <sub>расч</sub> , А	I <sub>п0</sub> , кА	I <sup>(1)</sup> <sub>п0</sub> , кА
10-37	1	ВА51-31	100	80	18	66.24	7.07	0.22
	2	ВА51-33	160	160	18	135.18	7.07	0.50
	3	ВА51-31	100	100	18	83.17	7.07	0.32
10-12	4	ВА51-35	250	200	18	176.64	10.55	0.37
	1	ВА51-33	160	125	18	97.89	10.55	0.34
	2	ВА51-33	160	125	18	109.66	10.55	0.32
	3	ВА51-35	250	200	18	170.01	12.86	0.30
10-15	4	ВА51-35	250	200	18	180.32	12.86	0.48
	1	ВА51-33	160	160	18	123.64	12.86	0.27
	2	ВА51-33	160	160	18	149.40	12.86	0.29
10-6	3	ВА51-31	100	50	8	37.09	12.61	0.30
	1	ВА51-33	160	125	18	110.22	12.61	0.23
	2	ВА51-35	250	250	18	236.66	12.61	0.54
	3	ВА51-33	160	160	18	129.39	12.61	0.56
	4	ВА51-35	250	200	18	170.81	12.61	0.36
10-4	1	ВА51-31	100	80	18	59.76	10.32	0.26
10-39	1	ВА51-31	100	100	18	82.17	10.32	0.26
	2	ВА51-31	100	63	8	50.34	10.32	0.27
10-30	1	ВА51-37	400	320	18	298.87	10.32	0.60
10-35	1	ВА51-33	160	160	18	144.59	6.84	0.35
	2	ВА51-33	160	160	18	134.68	6.84	0.53
10-42	3	ВА51-35	250	250	18	244.93	12.44	2.39
	1	ВА51-35	250	250	18	246.26	12.44	1.63
	2	ВА51-35	250	250	18	247.58	12.44	1.78
	3	ВА51-37	400	320	18	261.27	12.44	1.16
	4	ВА51-35	250	250	18	244.93	12.44	2.15
10-16	1	ВА51-37	400	320	18	254.21	12.44	1.09
	2	ВА51-37	400	320	18	247.58	10.24	1.50
	3	ВА51-37	400	320	18	250.23	10.24	1.39
	4	ВА51-37	400	320	18	247.58	10.24	1.15
	5	ВА51-37	400	320	18	252.88	10.24	1.39
	6	ВА51-31	100	80	18	65.00	10.12	0.52
10-19	1	ВА51-31	100	50	8	37.09	10.12	0.63
	2	ВА51-31	100	100	18	77.63	10.12	0.33
	3	ВА51-33	160	160	18	150.85	10.12	0.73
10-43	1	ВА51-37	400	320	18	284.91	12.49	0.45
10-48	1	ВА51-37	400	320	18	255.33	12.49	0.62
411	1	ВА51-31	100	63	8	50.78	12.49	0.23
10-25	1	ВА51-33	160	160	18	152.70	12.49	0.47
	2	ВА51-35	250	250	18	201.88	12.49	0.69
10-23	1	ВА51-33	160	160	18	147.20	12.12	0.31
	2	ВА51-33	160	160	18	122.17	12.12	0.35
	3	ВА51-33	160	160	18	132.48	12.12	0.41
10-24	1	ВА51-33	160	125	18	115.55	12.12	0.25
	2	ВА51-31	100	100	18	86.90	9.96	0.26
	3	ВА51-33	160	125	18	104.66	9.96	0.28

### 11.1 Заземление ПС Владимировка

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

Определим площадь  $S$  ПС Владимировка используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя:  $d = 10 \text{ мм}$ ,  $L_{\text{в}} = 5 \text{ м}$ . Сечение данного прутка составляет  $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (121)$$

где  $\delta_{\text{ср}}$  – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (122)$$

где  $T$  – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_k, b_k, c_k, d_k$  – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя Пс согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования показанный на листе №5 графической части выпускной квалификационной работы определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6 × 6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона  $d$  условно делится на целое число с шагом  $a_q = 6$  м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left( \frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left( \frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (123)$$

Представим площадь ПС квадратичной моделью со сторонами  $a$ , тогда  $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$  м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (124)$$

принимая значение – 8 штук.

Длина ячейки  $a_m = a/m = 48,93/8 = 6,1$  м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (125)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_b = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_b} \cdot l_b} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (126)$$

где  $a_q$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

$l_b$  – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения  $n_b = 34$  шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_b \cdot l_b} \right), \quad (127)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта ;

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта :

$$\rho_1 = \rho_{\text{э}1};$$

$$\rho_2 = \rho_{\text{э}2};$$

Находим отношения по кривой [12]:

$$\rho = \frac{\rho_{\text{э}1}}{\rho_{\text{э}2}};$$



Определяем эквивалентное сопротивление грунта двухслойного модели грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_2} \cdot \rho_2 = 100;$$

A – параметр, зависящий от соотношения  $l_b / \sqrt{S}$ , равный 0,05.

$$R_{\text{ст}} = 100 \cdot \left( \frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление  $R_{\text{и}}$  определяется умножением сопротивления при стационарном режиме  $R_{\text{ст}}$  на импульсный коэффициент  $\alpha_{\text{и}}$ , зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{ст}} \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (128)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (129)$$

где  $I_{\text{мол}}$  – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{\text{и}} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 4 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

Сетка заземления ПС Владимировка приведена на 5 листе графической части выпускной квалификационной работы.

## 11.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории ПС необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность

прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниезащиты.

Расчет производится для защиты объектов ПС Владимировка, находящиеся на высоте  $h_x$  от уровня земли:

- 8 м для порталов 110 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

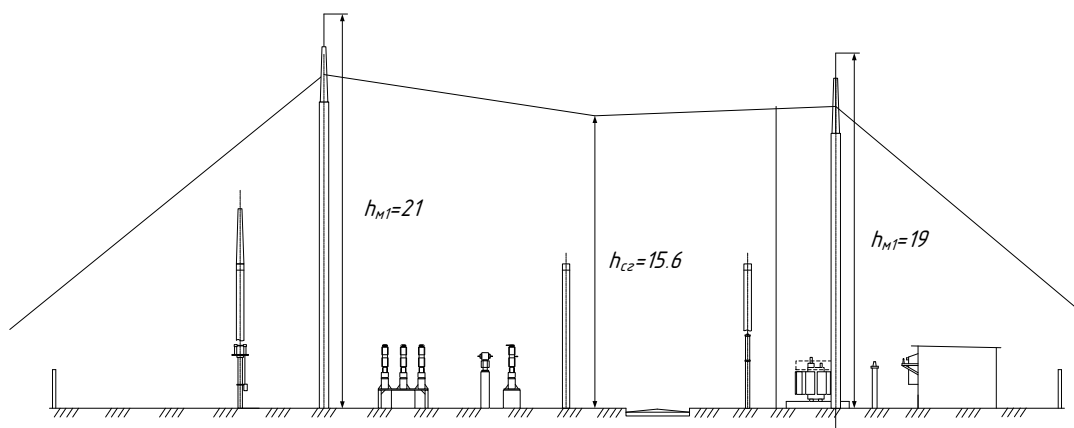


Рисунок 13 - Зоны защиты двойных стержневых молниеотводов

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода с высотой  $h$  представляет круговой конус с вершиной на высоте  $h_{эф} < h$  и радиусом основания  $r_0$  на уровне земли.

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (130)$$

$$h_{эф2} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 19 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (131)$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (132)$$

где  $h_{cr}$  – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

$r_{c0}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (133)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (134)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте  $h$  защищаемых порталов 110 кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left( 1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) = 22,2 \cdot \left( 1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 \text{ м}, \quad (135)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left( 1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}} \right) = 20,2 \cdot \left( 1 - \frac{8}{16,1} \right) = 10,2 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами  $h < L_{M-M} \leq 2h$  половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна:  $r_{c0}=r_0$ .

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 110 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left( \frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}} \right) = 22,2 \cdot \left( \frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м} \quad (136)$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left( \frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (137)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Владимировка приведены на 5 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### 11.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Для защиты изоляции электрических систем от перенапряжений требуется установка нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

ОПН представляют собой нелинейный резистор изготовленный по керамической технологии на основе оксида цинка (ZnO) с небольшим добавлением окислов других металлов.

В нормальном рабочем режиме сопротивление варистора велико и ток через ОПН составляет доли миллиампера. При воздействии перенапряжения варистор переходит в проводящее состояние, и ток может достигать десятка килоампер и более, что и приводит к ограничению дальнейшего нарастания напряжения. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в исходное непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя,  $U_{нро}$ . Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

– номинальный разрядный ток,  $I_n$ . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению  $I_n$  ограничители перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20 кА;

– удельная энергоемкость,  $w_{уд}$ . Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до  $60^\circ\text{C}$  и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока  $I_{пи}$  длительностью  $T_{пи}=2000\text{мкс}$ , к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения  $U_{ост к}$ , кВ. Коммутационный импульс тока  $I_k$  имеет временные параметры 30/60 мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозовых перенапряжений  $U_{ост г}$ . Грозовой импульс тока  $I_g$  имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности  $I_{вб}$ , кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения покрышки ограничителя;

– ток пропускной способности  $I_{пи}$ , кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции  $l_{ут}$ , мм.

Произведем выбор ОПН для защиты трансформатора на Владимировка.

Основным параметром для выбора ОПН является длительно допустимое рабочее напряжение, условие выбора которого:

$$U_{нро} > U_{нс} , \quad (138)$$

где  $U_{нс}$  – наибольшее рабочее напряжение сети.

Выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности  $I_{вб}$  на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, для точки подключения ограничителя.

$$I_{вб} > (1,15 - 1,20)I_{кз} \quad (139)$$

$$I_{вб} > 1,2 \cdot 4,9 = 5,88 \text{ кА}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ составляет 20кА, что удовлетворяет приведенному выше условию.

При выборе ОПН, наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (140)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, согласно можно принять равным  $3,5U_{ном}$ ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе;

$Z$  – волновое сопротивление линии, для ВЛ 110 кВ  $Z=490$  Ом,;

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{ост} = \sqrt{2} \cdot U_{нро} \cdot K_{8/20}, \quad (141)$$

где  $K_{8/20}$  – кратность ограничения грозových импульсов, согласно  $K_{8/20}=2,1$ .

$$U_{ост} = \sqrt{2} \cdot 88 \cdot 2,1 = 214 \text{ кВ} \quad (142)$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (143)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны,;

$c$  – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(274 - 214)}{490} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 115,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}} \quad (144)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{115,3}{110} = 1,05 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоемкость выбранного ОПН составляет 1,05 кДж/кВ (1 класс по энергоемкости), что удовлетворяет условию по энергоемкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоемкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 38.

Таблица 38– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/110/88/10/2УХЛ1		
$U_{нро}=115$ кВ	$U_{нс} =110$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} =4,9$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} =1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* =0,4$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нро} = 12$ кВ	$U_{нс} =11,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 4,38$ кА (таблица	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* =2$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* =0,36$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$



## 12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

### 12.1 Виды и типы релейной защиты

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить поврежденный участок и отключить его от энергосистемы, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

Релейную защиту принято классифицировать по характеру изменения параметра, на который реагирует защита, по назначению в зависимости от ответственности и порядка работы при КЗ, а также для определенных видов КЗ.

По характеру изменения параметра защиты разделяются на максимальные и минимальные. Защиты, реагирующие на величины токов и напряжений, возрастающие в условиях КЗ, называются максимальными. Защиты, реагирующие на величины напряжения и сопротивления, снижающиеся при КЗ, называются минимальными.

По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при КЗ, защиты классифицируют как основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя. Различают резервные защиты ближнего действия, отключающие повреждения в любой точке защищаемого участка при отказе его основной защиты, и резервные защиты дальнего действия, создающие условия для отключения защищаемого участка при КЗ на смежном участке и отказе защиты или выключателя смежного участка. С целью упрощения резервных защит допускается выполнение их реагирующими только на более частные виды КЗ (однофазные и двухфазные).

Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней. Обычно это простая защита, основанная на другом принципе и отключающая наиболее тяжелые виды КЗ на части защищаемого участка.

По назначению для определенных видов КЗ классификация защит зависит от режима заземления нейтрали сети. Для сети, работающей с эффективно заземленной нейтралью, выделяют защиты от междуфазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные), от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности) и от всех видов повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а также приставки высокочастотной блокировки).

В зависимости от вида защищаемого оборудования различают защиты воздушных ЛЭП; кабельных ЛЭП; шин; силовых трансформаторов; синхронных компенсаторов; электродвигателей.

Таким образом, можно выделить основные виды релейной защиты оборудования, применяемые в различных системах электроснабжения:

- а) токовая защита – ненаправленная или направленная;
- б) защита минимального напряжения;
- в) газовая защита;
- г) дифференциальная защита;
- д) дистанционная защита;
- е) дифференциально-фазная (высокочастотная) защита.

При проектировании релейной защиты основными требованиями являются: быстродействие, избирательность (селективность), чувствительность, надежность и наличие устройств сигнализации.

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0,1 с момента возникновения нарушения. Быстродействующими являются первые ступени токовых отсечек, дистанционных защит, продольные и поперечные

дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

Избирательной считается защита, обеспечивающая отключение только поврежденного элемента энергосистемы. Необходимая избирательность достигается отстройкой от таких величин подводимых к защите параметров, при которых защита данного элемента не должна действовать.

Чувствительной считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности.

Надежной считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в неодинаковых режимах. Различают аппаратную и эксплуатационную надежность. Аппаратная надежность характеризует качество защиты, обеспечивается простотой схем, а также безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью комплектующих элементов. Для сложных защит применяют устройства самоконтроля (функциональный контроль), обеспечивающие, в частности, вывод защиты из работы при ее повреждениях и контроль исправности выходных цепей. Эксплуатационная надежность характеризует устойчивость функционирования и обеспечивается точностью работы и помехозащищенностью, а также реализацией таких основных требований, как быстродействие, избирательность и чувствительность. Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

Наличие устройств сигнализации позволяет судить о правильности работы защиты и автоматики и анализировать порядок протекания процессов при КЗ. Для этой цели применяют различные устройства регистрации аварийных событий.

## **12.2 Защита силового трансформатора на ПС Владимировка**

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и

автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

- максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На ПС Владимировка 110/10 кВ установлены два трансформатора мощностью 10 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

#### 12.2.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.N}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.N}}}, \quad (115)$$

где  $S_{\text{ном.тр}}$  – номинальная мощность трансформатора на ПС Владимировка;

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

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52 \text{ A},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \text{ A}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (145)$$

где  $K_{\text{ТР.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$  – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$ ,  $I_{\text{н.ТТ.В}}$  – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока [11]:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 75 / 5 = 15$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 600 / 5 = 120$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{52}{15} = 3,5 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{578}{120} = 4,8 \text{ A}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТ.Н}} \leq 5$$

$I_{\text{НОМ.ВН}} = 3,5 \text{ А}$ , выбираем 5А

$I_{\text{НОМ.НН}} = 4,8 \text{ А}$ , выбираем 5А

### 12.2.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 14. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

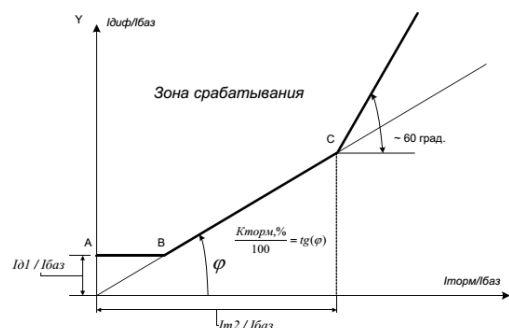


Рисунок 14– Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$  – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к  $I_{баз}$ ) срабатывания;

$K_{торм}$ , % – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$  – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки  $I_{ном.ВН}$ .

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 –  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 –  $K_{торм}$ , % и ДЗТ-2 –  $I_{т2}/I_{ном.ВН}$ .

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (146)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (147)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^*, \quad (148)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^*, \quad (149)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^*, \quad (150)$$

где  $I'_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока [3];

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие аperiodической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно [3];

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0 [3];

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05[3];

$I'''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора [3];

$\Delta U$  – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты [3];

$f_{\text{выр}}$  – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03[3];

$I^*_{\text{расч}}$  – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ [3].

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения  $K_{\text{торм}}$  должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной



характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (151)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (152)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную  $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$ .

### 12.2.3 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$$

где  $k_{отс} = 1,5$  – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч*}$  – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете  $I_{нб.расч*}$  коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным  $3 \div 4$ . Величина  $I_{расч*}$  принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем  $I_{дто} = 3,5 \text{ о.е.}$

#### 12.2.4 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (153)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [3] для сельских сетей общего назначения:  $K_{зап} = 2,5$ ;

$K_{в}$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб, макс}}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 287 = 957 \text{ A}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 3154 = 1051 \text{ A}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз, мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (154)$$

где  $I_{\text{кз, мин}}$  – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$  – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{957} = 4,4, > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^3}{1051} = 3,6 > 1,5$$

Защита трансформатора приведена на 7 листе графической части выпускной квалификационной работы.

#### 12.2.5 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном  $(1\div 2)\%$  в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При

значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

Результаты выбора защиты трансформатора на ПС Владимировка приведена на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### **12.3 Автоматика на ПС Владимировка**

Электроавтоматика включает в себя устройства автоматического повторного включения, автоматического ввода резервного питания, автоматики регулирования напряжения трансформаторов, автоматической частотной разгрузки и другой делительной автоматики.

#### **12.3.1 Автоматическое повторное включение**

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [27].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой.

Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала –  $(0,5 \div 1)$  час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно [27] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- 1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

- 2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

Реализовать функцию АПВ питающих линий позволяет выбранное устройство защиты «Сириус-21-Л».

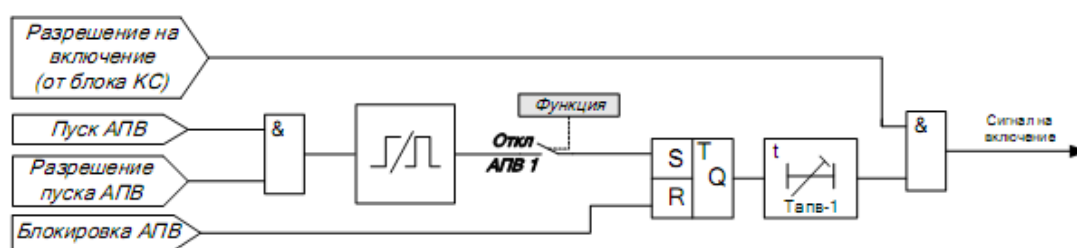


Рисунок 15 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием прием на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии.

### 12.3.2 Автоматическое включение резерва

Схемы ПС и распределительной сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают принятые схемы питания с двумя трансформаторами, работающими на разные секции шин, с применением АВР на секционном выключателе.

При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения секционного выключателя и составляет  $(0,3 \div 0,8)$ с.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

2) Для того, чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3) Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на не устранившееся КЗ.

4) Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в не отключившемся рабочем источнике.

5) Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

6) Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схемы ПС, приведенной на рисунке 16.



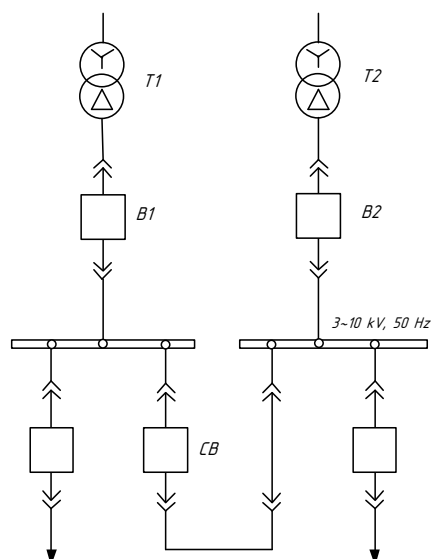


Рисунок 16 – Фрагмент схемы ПС Владимировка

Трансформаторы Т1 и Т2 включены на разные секции шин. Секционный выключатель СВ нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель СВ, подключая нагрузку секции, потерявшей питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Принятые к установке трансформаторы имеют мощность, достаточную для питания всей нагрузки ПС.

Функцию АВР секционного выключателя 10 кВ реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-В».

Функцию АВР секционных выключателей 0,4 кВ в РУ НН ТП распределительной сети реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-0,4-ВВ».

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В бакалаврской работе проведена модернизация электроснабжения села Владимировка, в частности сеть 0,4-10 кВ с использованием самонесущих изолированных проводов (СИП), распределительное устройство 110 и 10 кВ подстанции Владимировка с целью повышения надежности, замена силовых трансформаторов с превышенными сроками эксплуатации. Необходимость проектирования обусловлена износом значительной части оборудования электрических сетей, низкой надежностью электроснабжения потребителей села.

Для строительства, модернизации и эксплуатации электросетевого оборудования необходимо рассмотреть такие разделы:

- безопасность (безопасность человека в производственной среде);
- экологичность, т.е. оценить воздействие проектируемых объектов на окружающую природную среду;
- чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при эксплуатации электрооборудования на ПС Владимировка.

### **13.1 Безопасность**

#### 13.1.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ

Охрана труда и техника безопасности при строительстве и эксплуатации ВЛ обеспечивается принятием всех проектных решений в строгом соответствии с ПУЭ, «Правилами устройства опытно-промышленных воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами» (ПУ ВЛИ до 1 кВ), «Правилами техники безопасности при производстве электромонтажных работ на объектах Минэнерго», «Методическими указаниями по эксплуатации ВЛИ 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами» и «Электробезопасность при вводе в эксплуатацию, проведении приёмо-сдаточных испытаний и при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими

изолированными проводами», требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующей ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования [25] в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

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

#### 13.1.2 Техника безопасности при эксплуатации ТП

Осмотр ТП единолично может производить административно-технический персонал с квалификационной группой по электробезопасности V и оперативный персонал с квалификационной группой по электробезопасности IV, обслуживающий ТП.

При единоличном осмотре запрещается проникать за ограждения и входить в камеры закрытых РУ 6- 10 кВ, не имеющих барьеров. Осмотр производится с порога камеры или стоя перед барьером. При необходимости разрешается для осмотра входить в камеру РУ 6-10 кВ за ограждения в присутствии второго лица с квалификационной группой III и при условии соблюдения расстояния между осматривающим и токоведущими частями не менее 0,7 м. Осмотр подстанций типа КТП производится только через открытые двери без захода в них. При единичном осмотре выполнение работ в РУ 6-10 кВ запрещается.

Оперативное включение и отключение разъединителей и выключателей нагрузки может производить единолично персонал, обслуживающий ТП и имеющий квалификацию не ниже IV группы. При этом необходимо применять изолирующие защитные средства, запирать привод на замок и вывешивать предупредительные плакаты. Для безопасности работы на ТП используются общие и специальные средства защиты.

Общими средствами защиты являются стационарные конструктивные устройства электроустановок: изоляция электрооборудования, заземление конструкций электрооборудования, ограждения, предупредительные плакаты и надписи, блокировочные устройства, складные постоянные лестницы на МТП.

Специальные средства (в дополнение к стационарным) предназначаются для защиты персонала при непосредственном выполнении работы по эксплуатации и ремонту ТП. К ним относятся (основные и дополнительные) изолирующие и временные ограждающие защитные средства.

Основные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи и указатели напряжения; в РУ до 1000 В - диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками и указатели напряжения [24].

Дополнительные изолирующие средства [24]: в РУ свыше 1000 В диэлектрические перчатки, боты и галоши, изолирующие подставки и диэлектрические резиновые коврики; в РУ до 1000 В диэлектрические галоши и резиновые коврики, изолирующие подставки.

Разрешается использовать только испытанные специальные защитные средства и приспособления. Перед началом работы они должны быть осмотрены.

Все необходимые защитные средства и приспособления хранятся в служебном помещении. При выезде к месту работы оперативная бригада перевозит их с собой в автомашине. В закрытых ТП обычно хранятся изолирующие подставки и коврики.

По условиям безопасности работы на подстанциях разделяются на четыре категории:

- выполняемые при полном снятии напряжения, когда все токоведущие части ТП полностью отключены от всех источников питания, включая линейные и кабельные вводы;

- выполняемые при частичном снятии напряжения, когда отключены токоведущие части ТП только тех присоединений или их участков, где производится работа, или когда отключены все присоединения, но имеется напряжение на вводном устройстве (например, не отключен линейный разъединитель на вводе в КТП или не отключена линейная отпайка на МТП);

- выполняемые без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, когда необходимо применять технические и организационные мероприятия для предотвращения возможности приближения к токоведущим частям на расстояние менее 0,7 м работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и когда допускается непосредственно работать на этих частях с помощью изолирующих защитных средств и приспособлений;

- выполняемые без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, когда исключено случайное прикосновение или приближение к токоведущим частям на опасное расстояние работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и не требуется принятия технических и организационных мероприятий.

Первые три категории работ выполняются с применением организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих.

Организационные мероприятия состоят из оформления работ нарядом или распоряжением, допуска к работе, надзора во время работы, оформления перерывов и окончания работ, переводов на другое рабочее место.

Без наряда по устному распоряжению оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом могут производиться работы:

- четвертой категории, выполняемые в порядке текущей эксплуатации и мелкого ремонта;

- небольшие по объему и продолжительности (до одного часа), отнесенные к первой и второй категориям, выполняемые с наложением заземления, а также некоторые работы, отнесенные к третьей категории.

Технические мероприятия при подготовке работ с полным или частичным снятием напряжения выполняются в указанной ниже последовательности:

- отключаются необходимые коммутационные аппараты и принимаются меры против ошибочного или самопроизвольного их обратного включения;

- вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать — работают люди», и при необходимости устанавливаются ограждения;

- присоединяются к заземляющей шине (контуру) переносные заземления, проверяется отсутствие напряжения на части установки, выделенной для работы;

Включаются (после проверки отсутствия напряжения) заземляющие ножи там, где они имеются, или накладываются переносные заземления; вывешиваются плакаты «Работать здесь».

При необходимости производства работ, относящихся к третьей категории, выполняются следующие мероприятия:

- работающие лица принимают безопасное расположение по отношению к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- применяются основные и дополнительные изолирующие защитные средства, позволяющие работать непосредственно на токоведущих частях;

– ограждаются от случайных прикосновений соседние токоведущие части изолирующими экранами-накладками.

Установка и снятие предохранителей под нагрузкой и под напряжением запрещаются. Допускается как исключение замена закрытых предохранителей под напряжением 0,4 кВ в защитных очках и диэлектрических перчатках или с помощью изолирующих клещей единолично персоналу, имеющему квалификационную группу не ниже III. Замена под нагрузкой допускается только пробочных или трубчатых предохранителей 0,4 кВ закрытого типа с применением защитных средств.

При ревизии трансформатора работать на магнитопроводе и в баке разрешается только после окончания подъема магнитопровода, отвода его в сторону от бака и установки на надежных подкладках. Работать под поднятой крышкой трансформатора допускается только при условии, если между крышкой и баком установлены прокладки (брусья) достаточной прочности для удержания выемной части. До начала сушки трансформатора электрическим током его бак необходимо заземлить. Одновременно следует принять меры, исключающие возможность прикосновения людей к намагничивающей обмотке при сушке методом индукционных потерь или к разомкнутым вводам обмотки ВН при сушке током нулевой последовательности.

### 13.1.3 Техника безопасности и охрана труда на ПС

Подстанция обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет, имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки введения работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравматизма необходимы следующие мероприятия:

– периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки;

- проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети;
- периодический контроль за техническим состоянием электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов;
- применение индивидуальных средств защиты;
- применение безопасных напряжений (12-36) В в цепях управления и переносного освещения;
- надлежащее состояние технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны производиться с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относится:

- оформление работ нарядами или распоряжением;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится:

- производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения;
- вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ»;
- проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях;
- наложение заземления;
- развешивание плакатов и установка ограждений.

Допуск на подстанцию для производства работ разрешается только закрепленному распоряжением по участку оперативно-ремонтному персоналу. Разрешается так же допуск на подстанцию инженерно-техническому персоналу данного участка, для осмотра оборудования, проверки его работы, имеющие группу допуска V и утвержденные распоряжением главного инженера.



Согласно Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003, приложение № 8 «Нормы комплектования средствами защиты», ПС Владимировка должна быть укомплектована средствами защиты, представленными в таблице 39.

Таблица 39 - Защитные средства [24]

Наименование средств защиты	Количество
1	2
Изолирующая штанга 110 кВ	2 шт.
Изолирующая штанга 10 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 110 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 10 кВ	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	15 шт.
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

### 13.2 Экологичность

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» (СанПиН №2.2.1/2.1.1.1200-03 и «Санитарными нормами защиты населения от воздействия электрического поля» (СанПИН № 2971-84, 28.02.84, МЗ СССР) защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты напряжением 6 кВ и 0,38 кВ не требуется.

В данном разделе необходимо рассмотреть такие вопросы как влияние шума от трансформаторов, а также расчет маслоприемника на ПС Владимировка.

#### 13.2.1 Расчет шума создаваемого от трансформаторов

Влияние шума на здоровье человека может быть различным – от простого раздражения до серьезных патологических заболеваний всех внутренних органов и систем. Прежде всего, страдает слух человека. Повышенный шумовой раздражитель также негативно влияет на нервную систему человека, сердечно-сосудистую систему, вызывает сильное раздражение. Повышенный шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, влиять на репродуктивную функцию и способствовать серьезному расстройству психики. Зафиксированы функциональные изменения организма под влиянием шума: повышение кровяного давления, нарушение функции щитовидной железы и коры надпочечников, изменение активности мозга и центральной нервной системы.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Проявление магнитных сил наиболее выражено в стыковых соединениях. В шихтованных магнитных системах магнитный поток вынужден перетекать из листа в лист в воздушном зазоре, образуемом за счет неплотной стыковки листов стали. При этом возникают поперечные силы, приводящие к изгибным колебаниям листов. Поскольку листы стали на участках, соседствующих с зазорами, перенасыщаются, здесь увеличиваются также и магнитострикционные силы.

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук

поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам и класса напряжение.

На ПС Владимировка установлено два двухобмоточных трансформатора типа ТМН 10000/110, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла. Типовая мощность трансформатора – 10 МВА. Класс напряжения - 10 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

Для оценки шумового воздействия трансформаторной подстанции необходимо произвести расчет уровня звукового давления на территории, прилегающей к жилым застройкам.

Допустимый уровень шума на территории, прилегающей к жилой застройке, согласно СНиП 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» составляет:

$$DU_{LA} = 55 \text{ дБА с } 7^{00} - 23^{00} \text{ часов;}$$

$$DU_{LA} = 45 \text{ дБА с } 23^{00} - 7^{00} \text{ часов.}$$

Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора мощностью 10 МВА составляет  $L_{TP} = 84$  дБА. Данное значение взято для времени суток ( $23^{00} - 7^{00}$ ), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный корректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 84} = 87,01 \text{ дБА ;} \quad (155)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DY_{LA} + 10 \cdot \lg \left( \frac{S}{S_0} \right), \quad (156)$$

где  $S_0 = 1 \text{ м}^2$ .

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (157)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - DY_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (158)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{87-45}{10}}}{6,28}} = 50,2 \text{ м.}$$

Приблизительный план рассматриваемой территории изображен на рисунке 17:

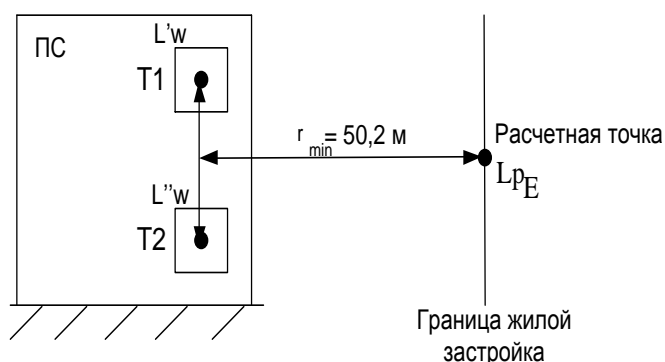


Рисунок 17 - Приблизительный план рассматриваемой территории

Минимальное расстояние от ПС Владимировка до границы жилой застройки составляет 50,2 м, а ПС Владимировка находится на расстоянии 350 м от жилой застройки. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

### 13.2.3 Расчёт маслоприёмников под трансформаторы ПС Владимировка

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде

могут нанести трансформаторы при аварии и ремонтных работ обусловленное выливанием трансформаторного масла.

Для того чтобы свести к минимуму риск попадания масла в окружающую среду, предусматривается сооружение маслоприёмников для трансформаторов.

На подстанции ПС Владимировка предусматривается установка двух трансформаторов марки ТМН-10000/110 с размерами (м)  $5,8 \times 3,5 \times 5,3$  и массой масла больше 10 т (10,2 т.).

Согласно ПУЭ [20, п. 4.2.69] габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования ( $\Delta$ , рисунок 28) не менее чем на 1,5 м при массе масла более 10 т. Тогда габариты маслоприемника равны:

$$B = 3,5 + 2 \cdot 1,5 = 6,5 \text{ м.}$$

$$\Gamma = 5,3 + 2 \cdot 1,5 = 8,3 \text{ м.}$$

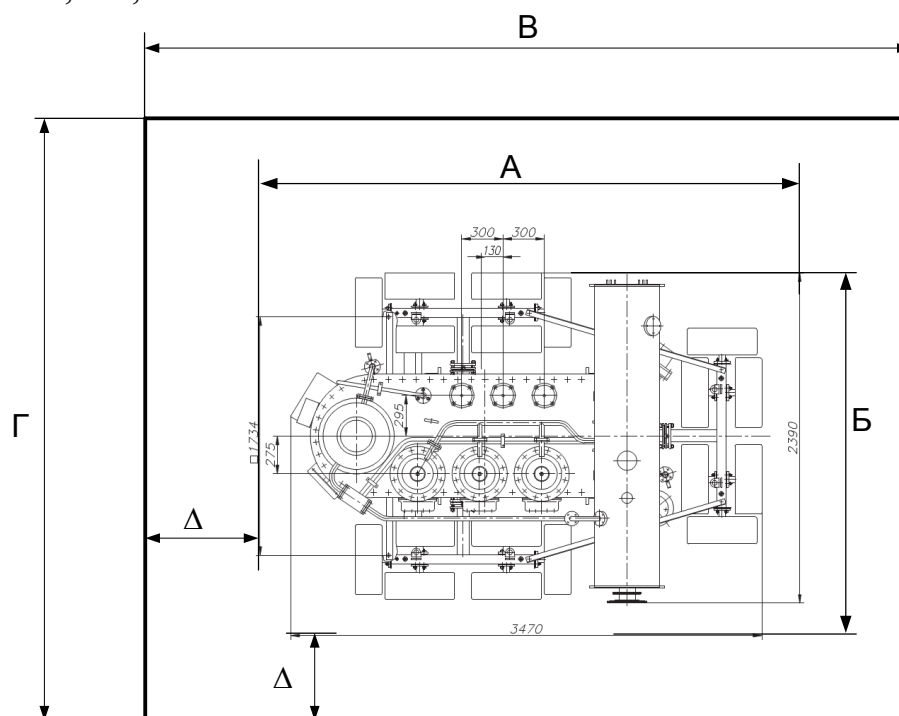


Рисунок 28 – Габаритные размеры трансформатора и маслоприемника

Площадь маслоприемника

$$S_{\text{МП}} = B \cdot \Gamma = 6,5 \cdot 8,3 = 53,95 \text{ м}^2$$

Объём трансформаторного масла:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТР.М}}}{\rho} = \frac{10500}{850} = 12,35 \text{ м}^3, \quad (159)$$

где:  $\rho$  - плотность трансформаторного масла  $\rho = 850 \text{ кг/ м}^3$

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла, содержащегося в трансформаторе, определяется по формуле:

$$h_{\text{ТМ}} = V_{\text{ТМ}}/S_{\text{МП}} = 12,35/53,95 = 0,229 \text{ м} \quad (160)$$

Объем воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$V_{\text{Вод}} = k \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}), \quad (161)$$

где  $k = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$  – интенсивность пожаротушения, нормируемая в ПУЭ [19];

$t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ сек}$  – нормативное время пожаротушения;

$S_{\text{БПТ}}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора, определяемая по формуле:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (3,5 + 5,3) \cdot 5,8 = 102,1 \text{ м}^2 \quad (162)$$

Тогда:

$$V_{\text{Вод}} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (53,95 + 102,1) = 56180 \text{ л} = 56 \text{ м}^3 \quad (163)$$

Глубина маслоприемника для приема 80% воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$h_{\text{Вод}} = 0,8 \cdot V_{\text{Вод}}/S_{\text{МП}} = 0,8 \cdot 56 / 53,95 = 0,83 \text{ м} \quad (164)$$

Глубина маслоприемника с учетом толщины слоя гравия, равной 0,25 м и воздушного зазора 0,05 м определяется по формуле:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{Вод}} + 0,3 = 0,229 + 0,83 + 0,3 = 1,36 \text{ м} \quad (165)$$

Приведем рисунок 19, наглядно показывающий основные размеры маслоприемника:

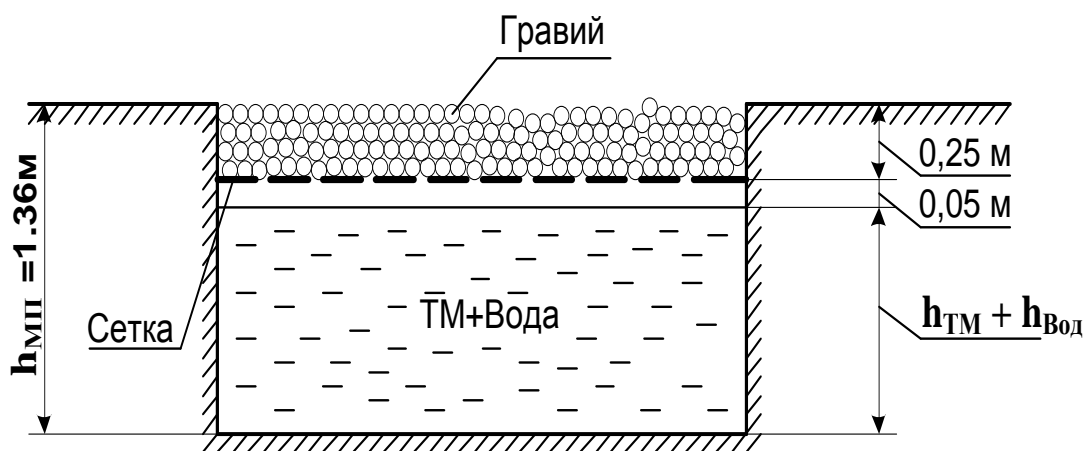


Рисунок 19- Маслоприемник без отвода масла

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

### **13.3 Чрезвычайные ситуации**

#### **13.3.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Владимировка.**

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации,



которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

### 13.3.2 Тушение пожара.

Пожары на подстанциях могут возникать на трансформаторах, масляных выключателях и в кабельном хозяйстве.

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещении распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [24].

Необходимость тушения пожара электроустановок, находящихся под напряжением, определяется следующими основными требованиями:

- невозможность отключения собственных нужд подстанции, питающих ответственные приемники: устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики.

- обеспечение надежного функционирования электроэнергетического производства для сохранения тепло-, энергоснабжения ответственных потребителей;

- необходимость быстрой ликвидации пожара для предотвращения его распространения на другое оборудование и сооружения предприятия,

сокращения времени воздействия высоких температур на несущие конструкции с возможностью их разрушения;

– исключения длительного времени по отключению и снятию напряжения с оборудования энергопредприятия, что может привести к более тяжелым последствиям для технологически связанных производств и режима работы энергосистемы ЕЭС России.

Для дежурного персонала объекта разрабатывают оперативные карточки для каждого отсека кабельных помещений, трансформатора, которые утверждает главный инженер. В оперативных карточках указывают порядок вызова, встречи и обеспечения безопасной работы пожарных подразделений по тушению, операции по отключению и снятию напряжения с агрегатов и установок по включению стационарных систем тушения и другие вопросы по обеспечению тушения пожара.

Особенно подробно необходимо разрабатывать порядок действий дежурного персонала энергообъекта и подразделений пожарной охраны при тушении пожаров на энергоустановках без снятия напряжения. Эти действия включают в оперативные карточки дежурному персоналу и в планы тушения пожаров. В графической части планов обязательно указывают соответствующими знаками места подключения гибких заземлителей к заземленным конструкциям, а также боевые позиции пожарных с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок.

На каждом энергопредприятии хранят необходимое количество диэлектрической обуви, перчаток и заземляющих устройств. Определяют порядок их выдачи прибывающим пожарным подразделениям и оказание помощи по заземлению пожарной техники и проверки надежности заземления. Заземление ручных стволов и пожарной техники с помощью гибких медных оголенных проводов сечением не менее 25 мм<sup>2</sup> в электроустановках

напряжением выше 1000 В и не менее 16 мм<sup>2</sup> ниже 1000 В, снабженных струбцинами для подключения к оборудованию и обозначенным местам заземления.

Дежурный персонал (начальник станции, диспетчер или дежурный подстанции, предприятия энергосети) при пожаре немедленно сообщает в пожарную охрану, руководству энергообъекта и диспетчеру энергосистемы. Старший по смене определяет место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу электрооборудованию, установкам и конструкциям здания, находящимся в зоне пожара. Он проверяет включение автоматических установок пожаротушения, производит действия по аварийному режиму, своими силами приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара.

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ( $d_{\text{сн}} = 11,5$  мм) РС-50 ( $d_{\text{сн}} = 13$  мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке 20 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

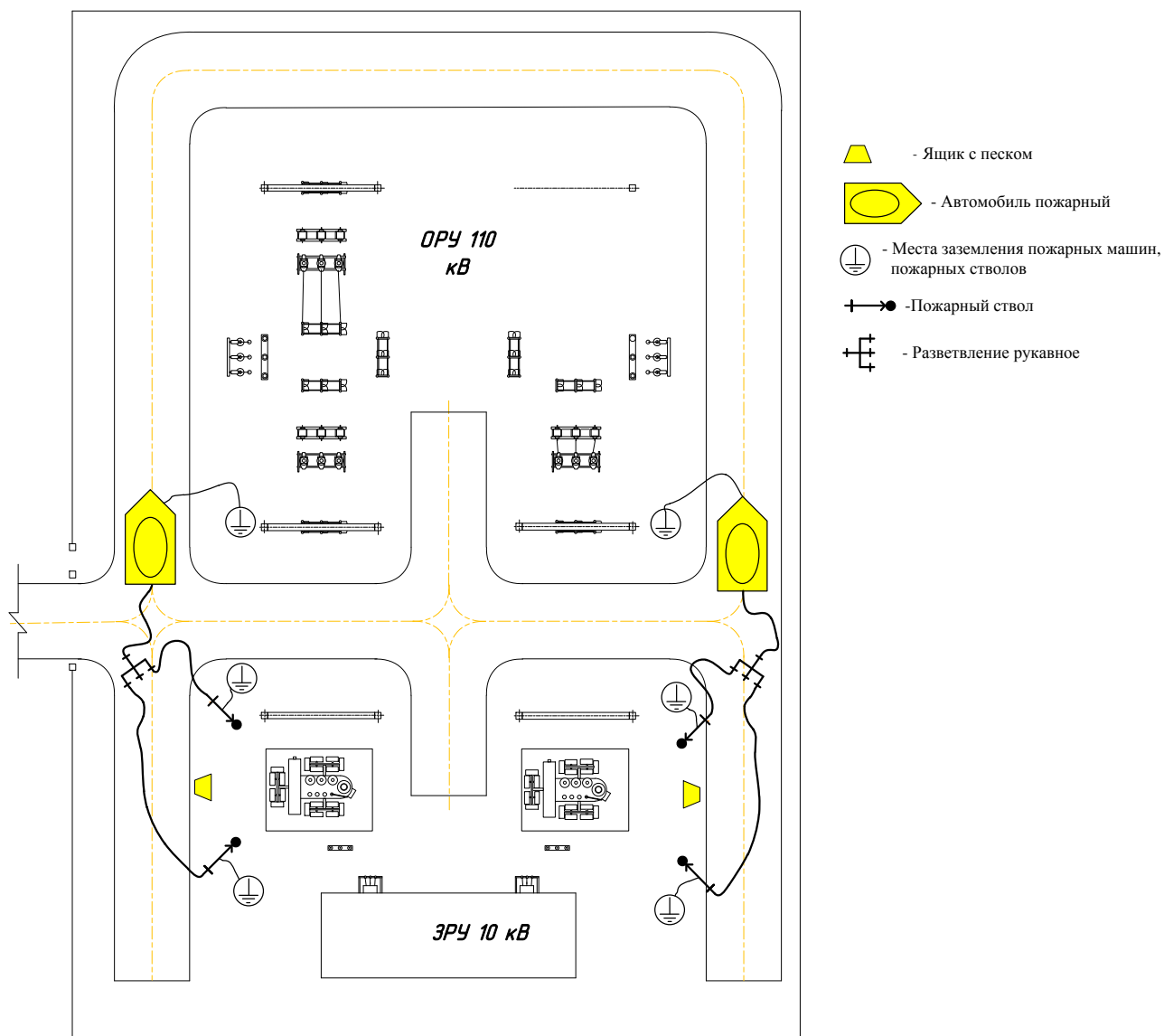


Рисунок 30– Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 40 [24, с.198].

Таблица 40 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС-50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС-70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 41.

Таблица 41 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;
- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств;
- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;
- применения для тушения только тех ручных пожарных стволов, какие указаны в таблице ;
- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

### 13.3.3 Противопожарная профилактика.

Уровень пожарной безопасности на ПС контролируется пожарно-технической комиссией (ПТК) предприятия ПМЭС в соответствии с годовым планом работы. По результатам работы ПТК разрабатываются мероприятия по совершенствованию пожарной безопасности на ПС.

Противопожарная безопасность электрооборудования обеспечивается при его исправном состоянии и соблюдении допустимых режимов работы. Устройства молниезащиты и заземления должны соответствовать ПУЭ и Нормам испытания оборудования.

Дороги и проезды должны находиться в исправном состоянии, очищены от снега для беспрепятственного проезда пожарной техники в любое время года.

Маслоприемные устройства трансформаторов должны быть в исправном состоянии.

Гравий необходимо промывать не реже 1 раза в год, а в твердых отложениях от масла заменять. Маслоприемные емкости необходимо проверять и опорожнять после обильных дождей, таяния снега, опробования систем пожаротушения и тушения возгорания.

Места прохода труб и кабелей через перегородки помещений или в полу, а также вводы в шкафы должны быть уплотнены негоряемыми материалами, обеспечивающими теплоотдачу при прохождении по ним рабочих токов.

На территории ПС необходимо регулярно скашивать и вывозить траву.

В зданиях ОПУ, мастерской при входе (внутри) должны быть вывешены планы эвакуации людей при возгорании и таблички с ФИО и должностью лиц, ответственных за пожарную безопасность.

Местонахождение первичных средств пожаротушения должно указываться знаками по ГОСТ на видных местах, а состав их должен соответствовать требованиям ПБ для данного помещения.

Переносные огнетушители должны быть пронумерованы и опломбированы и размещаться на высоте не более 1,5 м до нижнего торца огнетушителя. Огнетушители всех типов с наступлением морозов должны переноситься в теплое помещение с установкой знаков с указанием нового местонахождения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается хранить при температуре не ниже -20°C.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проведена модернизация системы электроснабжения села Владимировка.

Выполнены следующие основные задачи:

– дана характеристика электрических сетей и модернизируемой ПС 110 кВ Владимировка;

– дана оценка состояния электрической системы села Владимировка;

– расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей;

– выбраны мощность и тип ТП 10/0,4 кВ;

– выбран оптимальный вариант модернизации электрической сети;

– произведена замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные СИП, которые обеспечивают высокую надежность электроснабжения и безопасность обслуживающего персонала и населения;

– произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики;

– выполнена модернизация ПС Владимировка и ТП Ф-10;

– проанализированы все опасные вредные факторы, которые могут действовать при реализации проекта, а также при эксплуатации электрической сети. Произведен расчет шума создаваемого от трансформаторов ПС;

Таким образом разработан вариант модернизации электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителей села Владимировка.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2010. – 47 с.
- 3 Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосетей: [Электронный ресурс]/ В.Г. Гловацкий, И.В. Понамарев. –М. 2006 г.
- 4 Кабышев А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2010. – 168 с.
- 5 Киреева Э.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий/ Э.А. Киреева, С.А. Цырук: - М. НТФ «Энергопрогресс», 2011 г. – 96 с.
- 6 Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.
- 7 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
- 8 Мясоедов Ю. В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
- 9 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013.- 106 с.
- 10 Мясоедов. Ю.В., Мясоедова. Л.А., Подгурская. И.Г., «Электроснабжение городов часть 1». Благовещенск 2007.- 192 с.
- 11 Микропроцессорные устройства релейной защиты Seram [Электронный ресурс]: Режим доступа:

<http://leg.co.ua/info/rzaia/mikroprocessornye-ustroystva-releynoy-zaschity-sepam.html> - 23.01.2017

12 Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015.- 105 с.

13 Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4-750 кВ/ под ред. Е.Г. Гологорского – М.: ЭНАС, 2013 – 560 с.

14 Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003.

15 Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.

16 Приказ от 30 декабря 2008 г. № 326 Министерства энергетики Российской Федерации с изменениями от 2010 года занесенные приказом №36.

17 Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

18 Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами. Книга 3. – Санкт-Петербург, ENSTO, 2015. – 135 с.

19 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2013.

20 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 184 с.

21 Приказ ФСТ России № 1747/17 от 19.12.2017г. Об утверждении предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по субъектам Российской Федерации на 2018 год

- 22 «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения».
- 23 РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
- 24 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.
- 25 СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий
- 26 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.
- 27 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.
- 28 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
- 29 [Электронный ресурс].URL: [http:// www.2gis.com /](http://www.2gis.com/) (дата обращения 10.06.2021).
- 30 [Электронный ресурс].URL: [http:// www.pog.ru /](http://www.pog.ru/) (дата обращения 10.06.2021).
- 31 Отчет по преддипломной практике.