


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


И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
«03» 07 _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения села Константиновка Амурской области в связи с ростом коммунально-бытовой нагрузки

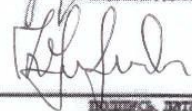
Исполнитель
студент группы 642-063

 16.06.2020

подпись, дата

А.И. Ларионова


Руководитель
профессор, канд.техн.наук

 22.06.2020

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

 22.06.2020

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 20.06.2020

подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой



Н.В. Савина

« 15 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ларионова Анастасия Игоревна

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения села Константиновка Амурской области в связи с ростом коммунально-бытовой нагрузки
(утверждена приказом от 23.03.2020 №657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план села, однолинейная схема питающей подстанции

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Определение расчетных нагрузок, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления для комплектной трансформаторной подстанции, экономическое сравнение двух вариантов сети, анализ безопасности и экологичности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. План села с расстановкой подстанций, 2. Однолинейная схема подстанции, 3. Молниезащита и заземление на территории ПС «Береговая», 4. Разрез подстанции, 5. Релейная защита, 6. Расчет токов короткого замыкания, 7. Техничко-экономические показатели

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания: 24.03.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В., канд. техн. наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020 г.
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 99 страниц, 13 рисунков, 13 таблиц, 24 источника, 8 приложений.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе произведена реконструкция системы электроснабжения села Константиновка Константиновского района. Представлено описание района; произведен расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, кабельных линий. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки низковольтного и высоковольтного электрооборудования; определены параметры заземляющих устройств ОРУ 35 кВ, зоны защиты от прямых ударов молнии, рассмотрен расчет релейной защиты.

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	7
Определения, обозначения, сокращения	8
Введение	9
1 Краткая характеристика объекта реконструкции	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальная особенность района	11
1.2 Анализ электрической сети	14
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	15
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	15
2.2 Расчет электрических нагрузок общественно-коммунальных потребителей	17
2.3 Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ	18
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	20
2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	20
3 Выбор силовых трансформаторов на ПС «Береговая»	26
3.1 Выбор схемы и конструкции ТП	28
4 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ	30
4.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	30
4.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	32
4.3 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ	33
5 Расчет токов короткого замыкания на ПС «Береговая»	36
5.1 Расчет токов КЗ на подстанции	36
5.2 Расчет тока КЗ на ПС 35кВ	37
5.3 Расчет тока КЗ на ПС 10 кВ	39
5.4 Расчет токов КЗ на ТП 10 кВ	40
5.5 Расчет токов КЗ на ТП 0,4 кВ	40
6 Выбор и проверка оборудования на ПС «Береговая»	42
6.1 Выбор и проверка оборудования на 35 кВ	42

6.1.1	Выбор трансформаторов на подстанции	42
6.1.2	Выбор и проверка выключателя напряжением 35 кВ	43
6.1.3	Выбор и проверка трансформатора тока 35 кВ	48
6.1.4	Выбор ограничителей перенапряжения	49
6.1.5	Выбор и проверка разъединителя	52
6.1.6	Выбор высокочастотных заградителей	53
6.2	Выбор и проверка оборудования на 10 кВ	53
6.2.1	Выбор комплектных распределительных устройств	53
6.2.2	Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУН-59	55
6.2.3	Выбор и проверка разъединителей	56
6.2.4	Выбор и проверка предохранителей	57
6.2.5	Выбор трансформатора напряжения	59
6.2.6	Выбор трансформатора тока	60
	Продолжение таблицы 11	63
6.2.7	Выбор жестких шин	63
6.3	Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ	64
7	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	67
8	Молниезащита подстанции	69
8.1	Расчет грозозащиты подстанции «Береговая»	69
8.2	Расчет заземления подстанции «Береговая»	72
9	Технико-экономическое сравнение вариантов сети	78
10	Релейная защита и автоматика	83
10.1	Защита линий 10 кВ	83
11	Безопасность и экологичность	87
11.1	Экологичность проекта	87
11.2	Безопасность проекта	87
11.3	Мероприятия по охране окружающей среды	90
11.4	Расчет маслоприемника без отвода масла	91
11.5	Чрезвычайные ситуации	93
	Заключение	96

Библиографический список	98
Приложение А	100
Приложение Б	104
Приложение В	106
Приложение Г	108
Приложение Д	110
Приложение Ж	112

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей бакалаврской работе использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 2.104-68 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 2.113-75 ЕСКД Групповые конструкторские документы

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.105-96 ЕСКД Текстовые документы

ГОСТ 2.111-68 ЕСКД Нормоконтроль

ГОСТ 2.306-68 ЕСКД Обозначение графических материалов и правил нанесения их на чертёж

ГОСТ 2.605-68 ЕСКД Плакаты учебно-технические. Общие технические требования

ГОСТ 2.316-68 ЕСКД Правила нанесения на чертёж надписей, технических требований и таблиц

ГОСТ 2.701-84 ЕСКД Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению

ГОСТ 3.1103-83 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 2.721-74 ЕСКД Обозначения условно-графические в схемах. Обозначения общего применения

ГОСТ 3.1103-93 ЕСКД Основные требования к формам и бланкам документов

ГОСТ 3.1105-84 ЕСКД Правила оформления документов общего назначения

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТПН – комплектная трансформаторная подстанция наружной установки;

КЗ – короткое замыкание;

ЛС – линии связи;

ОПН – ограничители перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

Рз и А – релейная защита и автоматика;

СТ – силовой трансформатор;

СИП – самонесущие изолированные провода;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ЧС – чрезвычайные ситуации;

ЭН – электрические нагрузки.

ВВЕДЕНИЕ

Активное развитие и расширение сельской системы электроснабжения происходит за счет внедрения в работу новых объектов и модернизацию уже существующих.

В настоящее время происходит рост электрических нагрузок, так как подключается все больше новых потребителей, необходимость в использовании бытовых приборов возрастает, вследствие чего нагрузка на вводе в дома увеличивается. Из-за увеличения электрической нагрузки пропускная способность сетей становится недостаточной и поднимается вопрос о их реконструкции.

В связи со сложившейся ситуацией появляется актуальность в выполнении выпускной квалификационной работы, целью которой является модернизация системы электроснабжения села Константиновка Константиновского района Амурской области.

Для того, чтобы усовершенствовать систему электроснабжения, нужно, в первую очередь, заменить деревянные опоры на железобетонные, а также заменить устаревшие неизолированные провода воздушных линий на изолированные самонесущие провода (далее СИП). Достоинства таких проводов очевидны: высокий уровень надежности, повышенная технологичность строительства, безопасность обслуживающего персонала и населения, а также небольшие эксплуатационные капиталовложения.

На сегодняшний день актуальны вопросы техники безопасности при проведении электромонтажных работ, охраны труда работников и охраны окружающей среды, мероприятий при чрезвычайных ситуациях. Все эти вопросы рассмотрены в разделе безопасность и экологичность.

Проанализировав энергетическую систему с центром питания подстанции «Береговая» сделан вывод о том, что оборудование, используемое в рассматриваемой сети, требует замены по сроку эксплуатации, определённого из соответствующего ГОСТ. Эксплуатация устаревшего оборудования ведёт не

только к возникновению аварийных ситуаций, но и к снижению качества поставляемой электроэнергии. Также, проблема состоит в экономически невыгодных затратах на частый ремонт и обслуживание износившегося оборудования.

В связи с этим, поставлены задачи по проведению анализа электрических нагрузок, с последующим выбором силовых трансформаторов. Задачи по расчету токов короткого замыкания на питающей подстанции «Береговая» с последующей заменой оборудования, а также на всех трансформаторных подстанциях 10/0,4. Расчет допустимой потери напряжения в проводах и кабельных вводах с их последующей заменой. Решаются задачи по выполнению молниезащиты и заземления подстанции. Производится технико-экономическое сравнение вариантов сети. Выполняются необходимые расчеты релейной защиты линии 10 кВ.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальная особенность района

Константиновка – село в Амурской области, в 95 км к востоку от Благовещенска. Население села 5296 человек (2018). Село является административным центром Константиновского района и Константиновского сельсовета.

Климат в селе Константиновка близок к умеренно-холодному. Летом выпадает значительное количество осадков, зима также снежная. Этот климат считается Dwb, согласно классификации климата Кеппен-Гейгера. Средняя температура воздуха в Константиновке является минус 1,2 °С. За год выпадает около 578 мм осадков. Средняя скорость ветра – 3,2 м/с. Относительная влажность воздуха – 68,1 %

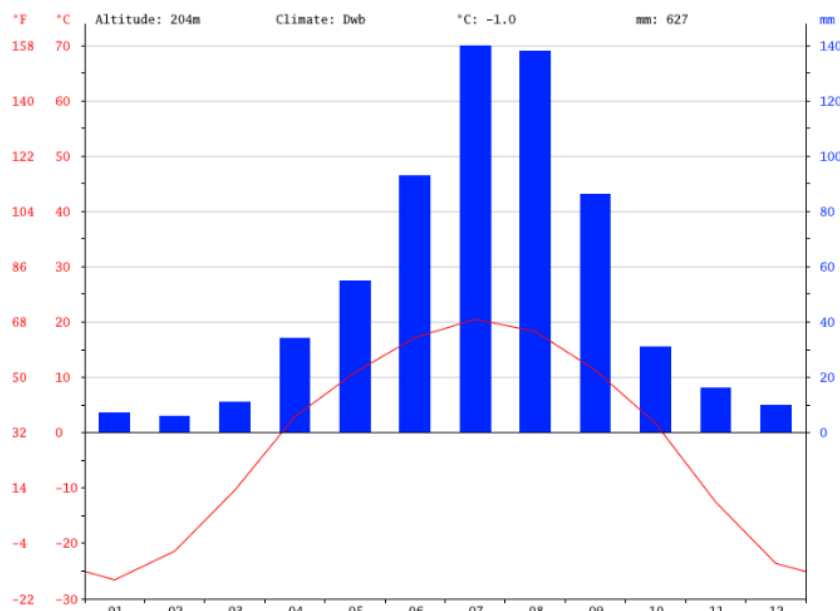


Рисунок 1 - Климатическая характеристика

Самый сухой месяц февраль, с 8 мм осадков. Большая часть осадков здесь выпадает в июле, в среднем 160 мм.

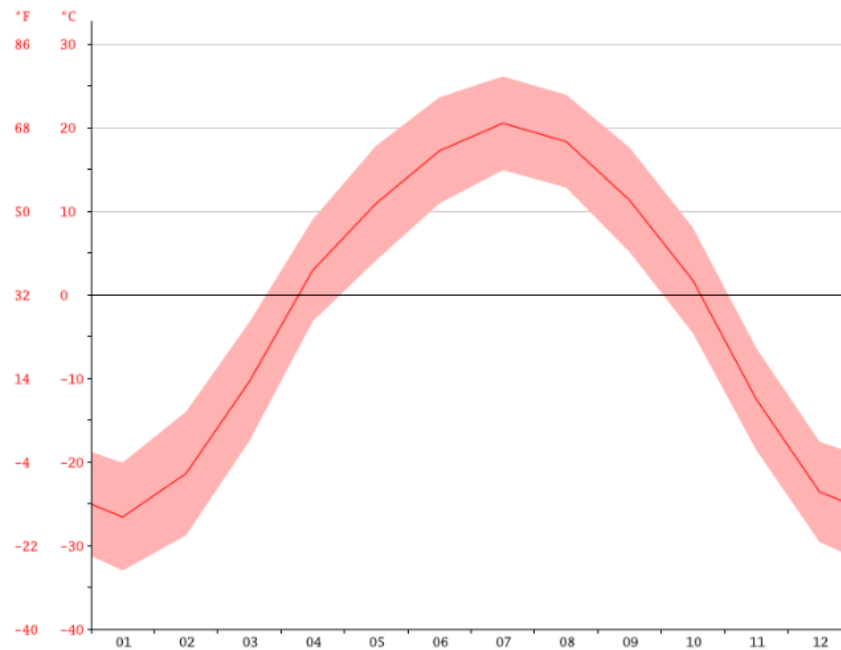


Рисунок 2 - График температуры

Июль является самым теплым месяцем года. Температура в июле в среднем 20,5 °С. Январь является самым холодным месяцем, с температурами в среднем минус 26,6 °С.

	Январь	Февраль	март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Средний температура (°C)	-26.6	-21.4	-10.4	2.9	10.9	17.2	20.5	18.3	11.3	1.7	-12.5	-23.6
минимум температура (°C)	-33	-28.8	-17.5	-3.2	4.1	10.9	14.9	12.8	5.1	-4.6	-18.6	-29.6
максимум температура (°C)	-20.1	-14	-3.3	9	17.8	23.6	26.1	23.9	17.6	8	-6.4	-17.6
Норма осадков (мм)	7	6	11	34	55	93	140	138	86	31	16	10

Рисунок 3 - Климатический график

Согласно карте районирования по толщине стенки гололёда (рисунок 4), село Константиновка относится к III району по гололёду с нормативной толщиной стенки гололёда 25 мм.

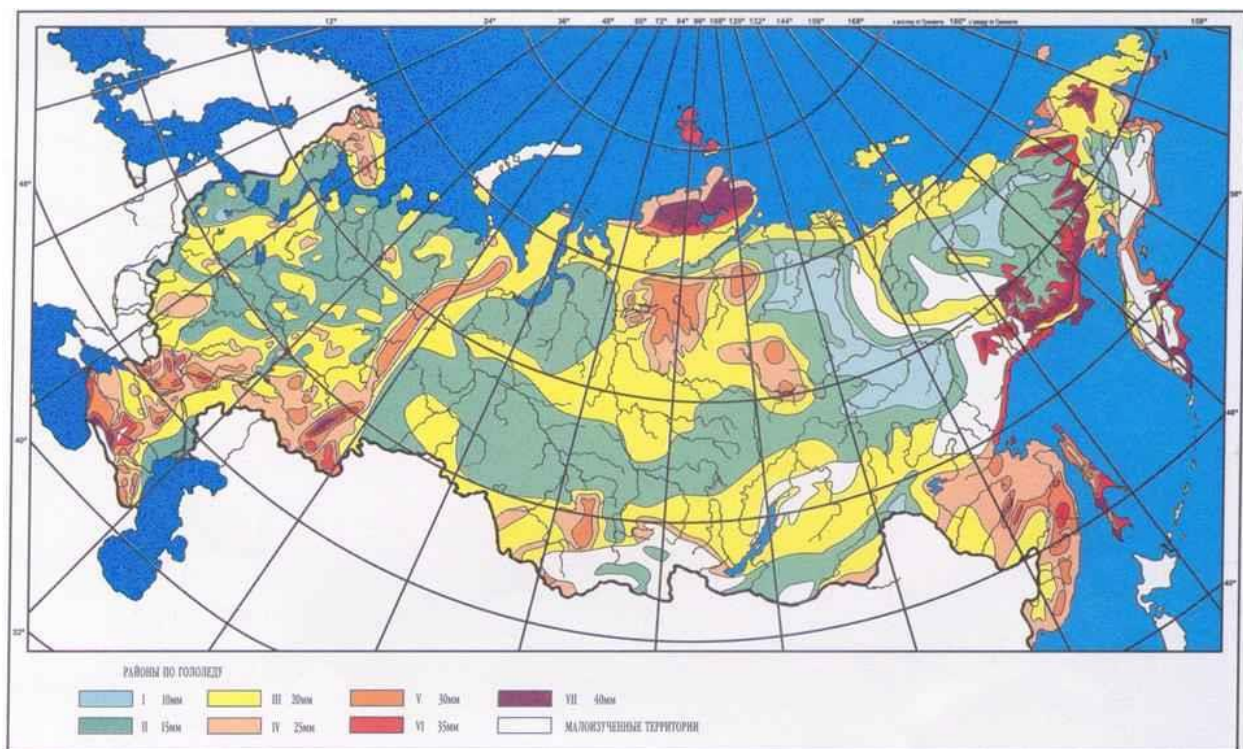


Рисунок 4 - Карта районирования территории РФ по толщине стенки гололёда

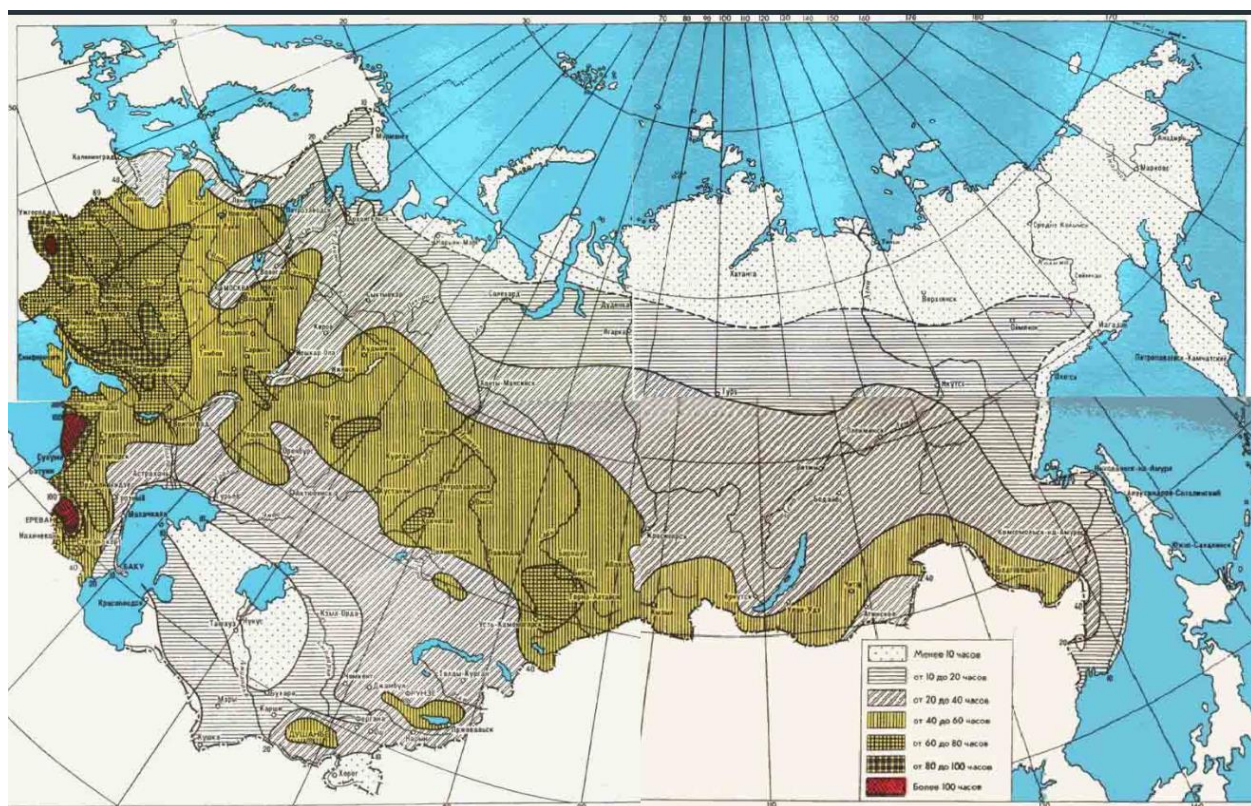


Рисунок 5 - Карта грозовой деятельности на территории России

1.2 Анализ электрической сети

Питание села Константиновка Константиновского района Амурской области происходит от подстанции «Береговая» 35/10 кВ.

Электрическая схема села содержит 59 трансформаторных подстанций. Большая часть этих подстанций имеет по одному трансформатору, что не соответствует ПУЭ.

Была произведена классификация всех потребителей по категориям надежности. После классификации выявлено, что в селе Константиновка имеются потребители первой, второй и третьей категории надежности.

В связи с этим, согласно ПУЭ, необходима реконструкция трансформаторных подстанций, большая часть из них требует замены на двухтрансформаторные ПС.

Также необходимо заменить неизолированного провода марки «АС», в связи с потенциальной опасностью обрыва и схлестывания проводов в результате недостаточного натяжения между опорами, а также порывов сильного ветра. Аналогом неизолированного провода АС, является изолированный провод марки СИП.

Требуют замены и деревянные опоры, которые имеют большой износ. В настоящее время широко применяются железобетонные опоры.

Из вышеперечисленного можно сделать вывод, что реконструкция системы электроснабжения села Константиновка необходима.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 кВ

По показателям нагрузки и характеру электрического потребления всех потребителей села Константиновка можно разделить на следующие группы: коммунальные, коммунально-бытовые и промышленные потребители.

При расчете электрических нагрузок очень важно определить их правильно, ведь от них зависит рациональный выбор системы электроснабжения. По расчетной нагрузке определяют и выбирают необходимое электрическое оборудование, мощность источников питания, мощность трансформаторов и сечение проводов и кабелей.

В данной работе расчет электрических нагрузок произведен при помощи метода удельных нагрузок.

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

В селе Константиновка основную часть всех электрических нагрузок составляют потребители коммунально-бытовой нагрузки и селитебной зоны.

В методе удельных электрических нагрузок существует следующий алгоритм.

Первый этап – определение нагрузок каждого отдельного потребителя, квартир, приведенная к вводу жилого здания:

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчётная электрическая нагрузка, кВт/кв, [1, таб.2.1.1];

n – количество квартир.

Мощность санитарно-технических устройств, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса:

$$P_{p.уст} = k_c \sum_{i=1}^n P_{уст.i}, \quad (2)$$

где k_c – коэффициент спроса, определяемый по [1, таб.2.1.3.];

n – количество насосов;

$P_{уст.i}$ – установленная мощность двигателей насосов, кВт.

При расчете нагрузок мы не учитываем мощность резервных электроприемников и электроприемников противопожарных устройств.

Итоговая формула для расчета электрических нагрузок жилого дома имеет вид:

$$P_{p.жил.дом} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (3)$$

где k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых приёмников, определяется по [1, таб.2.3.1.].

Реактивная нагрузка жилых домов определяется с помощью расчётных коэффициентов реактивной мощности, [1, таб.2.2.1.].

Далее приведен пример расчета нагрузок для жилого двухэтажного дома №5, в котором 2 подъезда и 16 квартир:

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n, \quad (4)$$

$$P_{кв} = 2,7 \cdot 16 = 43,2 \text{ кВт},$$

$$P_{p.жил.дом} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (5)$$

$$P_{p.жил.дом} = 43,2 + 0,9 \cdot 10 = 52,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{кв} = P_{р.жил.дома} \cdot tg\varphi, \quad (6)$$

$$Q_{кв} = 52,2 \cdot 0,2 = 10,44 \text{ квар},$$

$$S_{кв} = \sqrt{P_{р.жил.дома}^2 + Q_{кв}^2}, \quad (7)$$

$$S_{кв} = \sqrt{52,2^2 + 10,44^2} = 53,23 \text{ кВА}.$$

2.2 Расчет электрических нагрузок общественно-коммунальных потребителей

При расчете электрической нагрузки общественно – коммунальных потребителей принимают удельную нагрузку на один квадратный метр полезно-используемой площади или нагрузку на одно удельное место или посещение.

Для примера рассмотрим расчет электрических нагрузок для школьного учреждения.

Электрическая нагрузка школы определяется по выражению:

$$P_{шк} = P_{шк.уд} \cdot n, \quad (8)$$

где $P_{шк.уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы, кВт/учащийся, [1, таб.2.2.1.];

n – количество учащихся.

$$P_{шк} = 0,25 \cdot 380 = 95 \text{ кВт}.$$

Электрическая нагрузка школы определяется по формуле:

$$Q_{шк} = 95 \cdot 0,38 = 36,1 \text{ квар}.$$

Полная нагрузка школы:

$$S_{шк} = \sqrt{95^2 + 36,1^2} = 101,63 \text{ кВА}.$$

Нередкость, когда в одном здании расположены различные потребители,

у которых, в свою очередь, разный режим потребления электрической энергии. В данной ситуации нагрузку всех потребителей приводят к нагрузке самого мощного потребителя через коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Таким образом, нагрузка на вводе жилого дома находится по формуле:

$$P_{р.ж.дом} = P_{кв} + P_c + k_y \cdot P_{общ}, \quad (9)$$

где $P_{кв}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки общественно –

коммунальных потребителей.

$P_{общ}$ – расчетная нагрузка общественно – коммунальных потребителей.

Определение расчётной реактивной мощности производится по формуле:

$$Q_{р.ж.дом} = P_{р.ж.дом} \cdot tg\varphi_{ж.д.}, \quad (10)$$

где $tg\varphi_{ж.д.}$ – расчетный коэффициент реактивной мощности, [1, таб.2.2.1.].

Все объекты на плане рассчитаны теми же методами, что представлены выше. Результаты расчета занесены в приложение А, таблица 1.

2.3 Расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ

Для того, чтобы определить результирующую нагрузку всех потребителей, нужно учесть характер электрического потребления каждого потребителя и то, что потребление максимумов нагрузки происходит не в одно и то же время.

Для определения максимумов нагрузки используется коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Алгоритм расчета суммарной электрической нагрузки:

Сначала находим основного потребителя, который формирует максимум

нагрузки, затем вводим остальных потребителей с учетом соответствующих коэффициентов.

Расчет суммарной электрической нагрузки представлен в формуле:

$$P_{P..Л} = P_{зд.max} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i}, \quad (11)$$

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

$P_{зд.i}$ – расчетная нагрузка зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий или жилых домов, [1, табл. 2.3.1].

$$Q_{u.mn} = Q_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зд.i}, \quad (12)$$

где $Q_{зд.max}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, кВт;

$Q_{зд.i}$ – расчетная нагрузка других зданий, питающих по линии, кВт;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме.

Полная мощность нагрузки находится по формуле:

$$S_{u.mn} = \sqrt{P_{u.mn}^2 + Q_{u.mn}^2}. \quad (13)$$

Далее нужно проверить трансформаторы, которые мы выбрали, по коэффициенту перегрузок:

$$K_{c.n} = \frac{S_p}{S_{mp}}, \quad (14)$$

где S_p – расчетная нагрузка трансформаторной подстанции;

S_{mp} – мощность трансформаторов.

Для примера приведем расчет на ТП 1 – 24:

$$P_{ТП1-24} = 108,95 + 107,5 \cdot 0,7 + 10,2 \cdot 0,3 + 0,5 \cdot 15 \cdot 0,2 = 188,76 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП1-24} = 21,79 + 21,5 \cdot 0,7 + 2,04 \cdot 0,3 + 0,1 \cdot 15 \cdot 0,2 = 37,75 \text{ квар};$$

$$S_{ТП1-24} = \sqrt{P_{ТП1-24}^2 + Q_{ТП1-24}^2} = \sqrt{188,76^2 + 37,75^2} = 192,49 \text{ кВА}.$$

В приложении Б, таблице 2 показаны результаты расчета полной мощности электрической нагрузки по селу.

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Для того, чтобы правильно выбрать распределительную сеть, нужно знать требования, предъявляемые к ней.

По конструктивному исполнению такие сети должны быть выполнены трёхфазными четырёхпроводными с глухим заземлением нейтрали на напряжение 380/220 В.

Распределительная сеть должна обладать высоким уровнем надежности, качество электроэнергии всегда должно быть в требуемых пределах, а затраты на возведение сети должны быть оптимальными.

В эксплуатации данные схемы должны быть экономичны и удобны. Участок, на котором произошло повреждение, должен быть замечен и быстро заменен, при этом отключение потребителей должно быть минимально.

Существует несколько видов распределительных сетей 0,4 кВ: кольцевая, лучевая и петлевая.

Петлевая схема считается лучшей по экономичности и надежности. Для питания потребителей третьей категории используют, в основном, кольцевую схему. А для питания небольших групп потребителей или отдельно стоящих объектов используют лучевые схемы.

В данной работе выбирается петлевая схема электроснабжения.

2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Для выбора сечений линий распределительной сети 0,4 кВ нужно знать

следующие требования:

Для удобства прокладки и замены в случаи повреждения количество сечений проводов должно быть минимальным.

При токах короткого замыкания сечение должно удовлетворять срабатыванию коммутационно-защитной аппаратуры, а также допустимой потере напряжения.

Ток нагрузки должен проходить без перегрева выше допустимых температур.

Сечения проводников 0,4 кВ, должны удовлетворять достаточной механической прочности.

Ток послеаварийного режима принимается в качестве расчетного в случаях, когда линии работают параллельно. Далее по справочным материалам в зависимости от расчетного тока определяется ближайшее стандартное сечение.

Методика расчета воздушных линий:

Расчетная электрическая нагрузка линии $S_{р.л.}$ кВА, определяется по формуле:

$$S_{р.л.} = S_{\max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot S_{нб}, \quad (15)$$

где S_{\max} – наибольшая нагрузка потребителя из числа потребителей, питаемых по фидеру, кВА;

$S_{нб}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по фидеру, кВА;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме, в соответствии с таблицей 2.3.1 [1].

В соответствии с пунктом 2.3.3 [1], электрические нагрузки взаиморезервируемых линий (трансформаторов) при ориентировочных

расчетах допускается определять умножением суммы расчетных нагрузок линий (трансформаторов) на коэффициент 0,9.

Расчетный ток находится по формуле:

$$I_p = \frac{S_{pl}}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (16)$$

где S_{pl} – расчетная нагрузка линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение.

Сечение линии определяется по расчетному току, [3, таб.2.8.124.].

Сечение, имеющее длительно допустимый ток, превышающий расчетный, выбирается по расчетному току электрической нагрузки.

Далее производим проверку выбранного провода по номинальному напряжению, по нагреву, по нагреву токов послеаварийного режима, по допустимому отклонению напряжения.

Условие проверки по нагреву:

$$I_{p.l} \leq \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{доп}, \quad (17)$$

где α_T – коэффициент, который учитывает число часов использования максимальной нагрузки, равен 1,1 [3, табл.1.3]

α_i – коэффициент, который учитывает изменение нагрузки по годам эксплуатации, равен 1,05[3, табл.1.3];

$I_{доп}$ – допустимый ток кабеля, А.

Допустимый ток кабеля определяем по таблице 1.3.7 [ПУЭ].

По номинальному напряжению условие проверки выглядит следующим образом:

$$U_{ном.пр} \geq U_{ном.с}, \quad (18)$$

где $U_{ном.пр}$ – номинальное напряжение кабеля, кВ;

$U_{ном.с}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Условие проверки по нагреву током послеаварийного режима:

$$I_{на} \leq \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{дон}, \quad (19)$$

где $I_{на}$ – ток кабеля в послеаварийном режиме, А;

Согласно ГОСТ 32144 – 2013 значение отклонения напряжения – 10 %.

Условие по допустимому отклонению напряжения, в свою очередь,

выглядит так:

$$U_{дон} \geq \Delta U_p, \quad (20)$$

где $U_{дон}$ – допустимая потеря напряжения, %;

ΔU_n – расчетная потеря напряжения, %;

$$\Delta U_n = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot L \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \cdot 100}{U_{ном}}, \quad (21)$$

где r – активное сопротивление линии, Ом/км;

x – реактивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина линии, км;

$I_{расч}$ – расчетный ток фидера, А.

Железобетонные опоры ставим на всей протяженности воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 – 10 кВ.

Для примера рассмотрим расчет распределительных линий, которые питаются от ТП 1 – 24.

Все остальные расчеты представлены в приложении В, таблица 3.

Расчет сечения провода на участке ТП 1 – 24:

Так как школа относится к значимым объектам, линию следует выполнить двухцепной.

В нормальном режиме ток кабеля имеет вид:

$$I_P = \frac{192,49}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 2} = 146,2 \text{ А.}$$

Ток послеаварийный:

$$I_{na.1-24} = \frac{192,49}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 384,98 \text{ А.}$$

По данным расчета выбираем СИП – 4 сечение 120 мм² с длительно допустимым током 390 А.

Далее осуществляем проверку выбранного провода по нагреву:

$$146,2 \leq 1,1 \cdot 1,05 \cdot 390 \text{ А}$$

$$146,2 \leq 450,45 \text{ А}$$

Производим проверку выбранного провода по номинальному напряжению:

$$0,4 \leq 1 \text{ кВ}$$

Производим проверку выбранного провода по нагреву током послеаварийного режима:

$$384,98 \leq 1,1 \cdot 1,05 \cdot 490 \text{ А}$$

$$384,98 \leq 450,45 \text{ А}$$

Производим проверку выбранного провода по отклонению напряжения:

$$\Delta U_n = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 146,2 \cdot 0,15 \cdot (0,285 \cdot 0,897 + 0,152 \cdot 0,44)}{380} = 3,22 \%$$

Все условия выполняются, следовательно, принимаем СИП – 4 сечение 120 мм² с длительно допустимым током 390 А.

Для подключения данного потребителя осуществляется кабельный ввод, выполненный 3-х жильным кабелем марки АСБ. В нормальном режиме работы питание потребителя осуществляется по двум кабелям проложенными в земле и резервирующими друг друга.

Пример расчета произведём на фидере 12. Исходя из расчетного тока, определённого по формуле 16, для предварительного расчета выбираем кабель

марки АСБ сечением 3х95.

Допустимый ток кабеля АСБ-3х120, с учетом вышеизложенных коэффициентов определяется по формуле:

$$I'_{дон} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{дон}, \quad (22)$$

где $I_{дон}$ – допустимый ток кабеля, принятого сечения.

$$I'_{дон} = 0,95 \cdot 0,92 \cdot 248 = 216,75 \text{ А.}$$

Осуществляется проверка выбранного кабеля с использованием коэффициента аварийной перегрузки:

$$k_{a.n} = \frac{I_{1-24}}{I'_{дон}}, \quad (23)$$

$$k_{a.n} = \frac{146,2}{216,75} = 0,67.$$

В соответствии с таблицей 1.3.2 [3], проводим сравнение с коэффициентом предварительной нагрузки, для данного значения принимается 0,8. Допустимая перегрузка по отношению к номинальной при длительности максимума составляет 4 часа и исходя из таблицы сравнительный коэффициент при этом равен 1,85.

Фактическая перегрузка в часы максимума составляет:

$$k_{a.n} = \frac{I_{na.1-24}}{I'_{дон}}, \quad (24)$$

$$k_{a.n} = \frac{384,98}{216,75} = 1,77.$$

Осуществляется проверка по условию:

$$1,85 \geq 1,77.$$

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС «БЕРЕГОВАЯ»

Для того, чтобы выбрать число и мощность трансформаторов, нужно рассчитать активную мощность.

Расчет мощности для трансформаторных подстанций ведется при помощи суммирования всех расчетных мощностей на линиях 0,4 кВ, которые подходят к трансформаторным подстанциям.

После этого осуществляется выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции.

В селе Константиновка в основном от трансформаторных подстанций питаются потребители второй и третьей категории по надежности.

Существуют требования, в которых говорится, что:

перерывы электроснабжения электроприемников второй категории допустимы на время, в течение которого будет включен резерв питания действиями выездной оперативной бригады или дежурного персонала;

перерывы электроснабжения электроприемников третьей категории допустимы на время, в течение которого будет осуществлен ремонт или замена элемента, который был поврежден, но это время не должно превышать одних суток.

В связи с этими требованиями в выпускной квалификационной работе осуществлен следующий вариант модернизации системы электроснабжения села Константиновка.

Выполнен переход линий электропередачи к проводам марки СИП. Благодаря этому, повышается коэффициент загрузки трансформаторов и потери, связанные с недогрузенностью трансформаторов, уменьшаются.

Замену существующих трансформаторов на более мощные производим в тех случаях, когда коэффициенты загрузки трансформаторов не соответствуют оптимальному значению.

Рассмотрим замену трансформаторов на ТП 1 – 1.

По расчетной нагрузке ТП подбираем число и мощность

трансформаторов.

Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot K_3^{\text{ОПТ}}}, \quad (25)$$

где P_p – расчётная нагрузка, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, Мвар;

n_T – число трансформаторов;

$K_3^{\text{ОПТ}}$ – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Для двухтрансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет: $K_3^{\text{ОПТ}} = 0,7$, а для однострансформаторных подстанций $K_3^{\text{ОПТ}} = 0,85$.

Из стандартного ряда выбирается номинальная мощность трансформатора, которая должна превышать расчетную.

После того, как мы выбрали трансформатор, необходимо выполнить проверку правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{Тном}}}, \quad (26)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_3^{\text{н/ав}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{Тном}}}. \quad (27)$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен быть равен 0,5 – 0,75, в послеаварийном не более 1,4.

В качестве примера рассмотрим выбор силового трансформатора ТП № 1–1:

$$S_T = \frac{252,752}{2 \cdot 0,7} = 353,85 \text{ кВА.}$$

По расчетной мощности выбираем два трансформатора ТМГ–400/6(10)/0,4: $S_{\text{Тном}} = 0,4 \text{ МВА}$, [4, с.377.].

После чего выполняем проверку:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{353,85}{2 \cdot 400} = 0,5,$$

$$K_3^{\text{н/а}} = \frac{353,85}{400} = 0,9.$$

Можно сделать вывод, что трансформаторы загружены оптимально.

В приложении Г, таблице 4 представлены число и мощность остальных трансформаторов.

3.1 Выбор схемы и конструкции ТП

В данной работе выбираем КТП наружной установки на напряжение до 10 кВ мощностью 160, 250, 400 кВА. Данный вид комплексных трансформаторных подстанций используется для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц при номинальном напряжении 0,4 кВ и глухозаземленной нейтралью.

КТП используются для электроснабжения напряжением 0,4 кВ городских и сельских объектов.

Производятся такие подстанции с учетом всех требований ГОСТ 14695-80, правилами устройства электроустановок (ПУЭ), ТУ, по рабочим чертежам и схемам главных и вспомогательных цепей.

Ввод в подстанцию выполняется кабельным или воздушным, а выводы отходящих линий 0,4 кВ – кабельными или воздушно-кабельными.

Внешний вид комплектной трансформаторной подстанции представлен

на рисунке 6.



Рисунок 6 - Внешний вид комплектной трансформаторной подстанции

Для того, чтобы понять, почему именно этот вид подстанций выбран, рассмотрим их достоинства.

Во-первых, заводская готовность подстанций выполнена на высоком уровне.

Во-вторых, корпуса блоков РУВН и РУНН выполнены с теплоизоляцией.

В-третьих, конструкция ПС выполнены таким образом, что возможно присоединение как воздушных, так и кабельных линий 10 и 0,4 кВ.

В-четвертых, возможно присоединение к сети на стороне 10 кВ в различных вариантах: кольцевое, радиальное, двухлучевое и т.п.

В-пятых, возможно подключение линий на стороне 0,4 кВ без через автоматические выключатели или через предохранители, с АВР и без него.

Расход активной энергии учитывается на шинах 0,4 кВ, после вводных рубильников (возможна установка счетчиков для учета реактивной энергии, а также электронных, двухтарифных, персонализированных по отходящим линиям, либо учет по высокой стороне). Для нормальной работы электросчетчиков при температуре окружающей среды ниже 0 °С, предусмотрен их обогрев.

4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ

4.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Для того, чтобы посчитать электрические нагрузки на стороне 10 кВ, нужно выполнить произведение суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, который учитывает совмещение максимумов их нагрузки.

Также для нахождения электрических нагрузок сетей 10 кВ, нужно рассчитать потери мощности в трансформаторах.

Рассмотрим, какие бывают потери в силовых трансформаторах.

Потери в силовых трансформаторах бывают двух видов: потери холостого хода и нагрузочные.

Потери холостого хода представляют собой потери в магнитной системе трансформатора, они, в свою очередь, зависят от вихревых токов, которые возникают в сердечнике трансформатора, и от тока холостого хода.

Нагрузочные потери представляют собой потери в обмотках трансформаторов. Данный вид потерь зависит от сопротивления обмоток, и, соответственно часть мощности, которая проходит через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток.

Потери мощности в трансформаторах рассчитываются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{ТП}}{S_{трном}} \right)^2, \quad (28)$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{U_{k\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{I_{xx} \cdot S_{трном}}{100}, \quad (29)$$

где ΔP_{xx} – потери активной мощности на холостом ходу, [4, таб. п.5.20 с.376];

$S_{ТП}$ – полная мощность нагрузки ТП;

$S_{трном}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{k\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

I_{xx} – ток холостого хода трансформатора. [4, таб. п.5.20 с.376].

В качестве примера определим потери мощности для ТП 1 – 1:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 0,77 + \frac{1}{2} \cdot 5,4 \cdot \left(\frac{353,85}{400} \right)^2 = 3,65 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot 353,85^2}{100 \cdot 400} + \frac{1}{2} \cdot \frac{0,5 \cdot 400}{100} = 29,17 \text{ квар}.$$

Для того, чтобы найти полную мощность трансформаторной подстанции, приведенную к высокой стороне, нужно выполнить суммирование нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{ТП1}^{10} = \sqrt{(P_{p,ТП1} + \Delta P_{T(ТП1)})^2 + (Q_{p,ТП1} + \Delta Q_{T(ТП1)})^2}, \quad (30)$$

В качестве примера определим полную мощность ТП 1 – 1:

$$S_{ТП1}^{10} = \sqrt{(353,85 + 3,65)^2 + (51,67 + 29,17)^2} = 366,53 \text{ кВА}$$

В приложении Д, таблице 5 приведены результаты расчета для остальных участков.

Для нахождения электрических нагрузок сельских сетей напряжением 10 используется тот же метод, что использовался для нахождения нагрузки распределительных сетей напряжением 0,4 кВ. То есть суммы расчётных нагрузок трансформаторов отдельных трансформаторных подстанций, которые присоединены к данному элементу сети, умножаются на коэффициент, который учитывает совмещение максимумов их нагрузок $k_{уч}$, принимаемый по [1, таб. 2.3.1].

Расчет электрических нагрузок сельских сетей определяется по формуле:

$$P_{Л}^{10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП}^{10}, \quad (31)$$

$$Q_{Л}^{10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП}^{10}. \quad (32)$$

Расчет электрических нагрузок сельских сетей фидер 3:

$$P_{Л}^{10} = 0,6 \cdot (104,27 + 254,34 + 161,21 + 83,69 + 75,1 + 162,68) = 588,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л}^{10} = 0,6 \cdot (20,85 + 50,87 + 32,24 + 16,74 + 15,02 + 32,54) = 117,78 \text{ квар},$$

$$S_{Л}^{10} = \sqrt{588,9^2 + 117,78^2} = 600,56 \text{ кВА}.$$

Расчет электрических нагрузок сельских сетей фидер 12:

$$P_{Л}^{10} = 0,6 \cdot (122,58 + 117,57 + 106,82 + 345,49 + 125,68 + 204,57 + \\ \ll + \gg 209,83 + 133,8 + 276,47 + 192,49 + 244,67 + 142,49 + \\ \ll + \gg 203,78 + 192,49 + 243,75 + 202,43 + 358,3 + \\ \ll + \gg 332,72 + 162,69 + 202,28 + 285,79 + 103,65 + 341,06 + 281,52) = 3079,73$$

$$Q_{Л}^{10} = 0,6 \cdot (24,52 + 23,51 + 21,36 + 69,09 + 25,14 + 40,91 + \\ \ll + \gg 41,97 + 26,76 + 55,29 + 38,49 + 48,93 + 25,49 + \\ \ll + \gg 40,76 + 38,49 + 48,75 + 40,47 + 71,66 + \\ \ll + \gg 66,54 + 32,54 + 40,47 + 57,16 + 20,73 + 68,21 + 56,3) = 615,95$$

$$S_{Л}^{10} = \sqrt{3079,73^2 + 615,95^2} = 3140,72 \text{ кВА}.$$

Расчет электрических нагрузок сельских сетей фидер 14:

$$P_{Л}^{10} = 0,6 \cdot (245,69 + 104,98 + 205,29 + 192,54 + 376,29 + 233,36 + \\ \ll + \gg 109,93 + 107,12 + 205,39 + 213,57 + 211,51 + 211,61 + 377,12 + \\ \ll + \gg 121,51 + 200,8 + 225,68 + 121,01 + 383,65 + 125,34 + 377,02) = 3096,61$$

$$Q_{Л}^{10} = 0,6 \cdot (49,14 + 20,99 + 41,06 + 38,5 + 75,26 + 46,67 + \\ \ll + \gg 21,97 + 21,42 + 41,08 + 42,71 + 42,3 + 42,32 + 75,42 + \\ \ll + \gg 24,3 + 40,16 + 45,14 + 24,2 + 76,73 + 25,07 + 75,4) = 619,32$$

$$S_{Л}^{10} = \sqrt{3096,61^2 + 619,32^2} = 3157,93 \text{ кВА}.$$

4.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Для того, чтобы выбрать схему распределительной сети, рассмотрим,

какие бывают виды и их различия.

Электрические сети могут быть выполнены по радиальным, магистральным или смешанным схемам. По категории надежности потребителей, их мощности и особенностям режимов работы выбирается схема электрической сети.

Радиальные схемы – это схемы, в которых электроэнергия от центра питания передается к каждому пункту приема электроэнергии.

В магистральных схемах питание приемников электроэнергии осуществляется по одной линии. Эта линия, в свою очередь, поочередно заводится на каждую ТП.

В смешанных схемах электроснабжения используется как радиальная, так и магистральная схемы.

В данной выпускной квалификационной работе представлена магистральная схема с распределенной нагрузкой.

4.3 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ

Для того, чтобы выполнить выбор сечения распределительной сети 10 кВ, нужно воспользоваться тем же методом, что для выбора сечения провода для линии 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии на распределительной сети, питающей фидер 3.

Расчет тока для выбора провода производится, используя полную мощность линии:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (33)$$

где S_p – полная мощность линии;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

Рассчитав ток, выбираем сечение провода, которое, в свою очередь,

будет иметь длительно допустимый ток, превышающий расчетный.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_p = \frac{600,56}{\sqrt{3} \cdot 10} = 34,67 \text{ А.}$$

Исходя из расчетов, выбираем СИП 3 сечением 35 мм² с длительно допустимым током $I_{дл.доп.} = 200 \text{ А.}$

Рассмотрим выбор сечения линии на распределительной сети, питающей фидер 12.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_p = \frac{3140,72}{\sqrt{3} \cdot 10} = 181,33 \text{ А.}$$

Исходя из расчетов, выбираем СИП 3 сечением 50 мм² с длительно допустимым током $I_{дл.доп.} = 245 \text{ А.}$

Рассмотрим выбор сечения линии на распределительной сети, питающей фидер 14.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_p = \frac{3157,43}{\sqrt{3} \cdot 10} = 182,29 \text{ А.}$$

Исходя из расчетов, выбираем СИП 3 сечением 50 мм² с длительно допустимым током $I_{дл.доп.} = 245 \text{ А.}$

Для уверенности в правильном выборе сечений, проверяем их по потере напряжения. Отклонение напряжения не должно превышать $\pm 5\%$.

Потери напряжения рассчитываются по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (34)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление, [3, таб. 2.9.3];

x_0 – удельное индуктивное сопротивление, [3, таб. 2.9.3];

l – длина питающей или распределительной линии, км.

Рассчитаем потерю напряжения для фидера 3:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 34,67 \cdot 7,68}{10000} \cdot (0,99 \cdot 0,98 + 0,091 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 4,55 \%$$

Рассчитаем потерю напряжения для фидера 12:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 182,29 \cdot 11,55}{10000} \cdot (0,72 \cdot 0,89 + 0,081 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 2,66 \%$$

Рассчитаем потерю напряжения для фидера 14:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 181,33 \cdot 10,8}{10000} \cdot (0,72 \cdot 0,89 + 0,081 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 2,47 \%$$

В соответствии с ГОСТ 32144-2013, значения отклонений напряжения не превышают нормально допустимых значений.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПС «БЕРЕГОВАЯ»

5.1 Расчёт токов КЗ на подстанции

Увеличение потерь электрической энергии в контактах и проводниках возникает из-за токов КЗ.

Потеря механической прочности шин и проводов, старение и разрушение изоляции, сваривание и выгорание контактов – все это вызывает нагрев проводов.

Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, то есть должны быть термически стойкими.

Для того, чтобы выбрать и проверить параметры электрического оборудования, а также уставок релейной защиты и автоматики, необходимо выполнить расчет токов КЗ.

В ходе расчета токов КЗ принято учитывать следующие допущения:

- фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса короткого замыкания;
- насыщение магнитных систем не учитывается; намагничивающими токами трансформаторов можно пренебречь;
- емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю не учитываются;
- считается, что трехфазная система симметрична;
- влияние нагрузки на ток КЗ учитывается приблизительно.

Для расчета токов КЗ в сети 10 кВ нам необходимо найти токи короткого замыкания в следующих точках: на шинах подстанции, на шинах высокого напряжения рассчитываемой подстанции и на шинах каждой подстанции.

В качестве примера рассмотрим ТП 1– 6.

Для начала составляем схему замещения, в которой питание осуществляется от подстанции до ТП 1 – 6, рисунок 7.

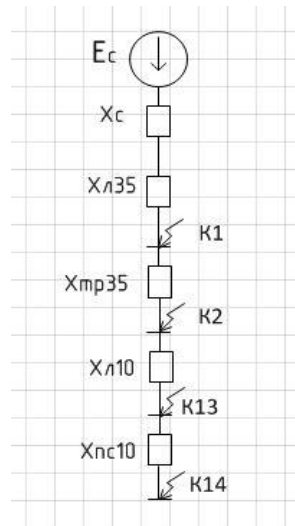


Рисунок 7 - Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 10 кВ

5.2 Расчет тока КЗ на ПС 35кВ

Расчет токов КЗ производим в базисных величинах.

За основное напряжение принимаем напряжение, равное:

$$U_1 = 37 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базисная мощность принимается:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}.$$

Сопротивление системы определяем по формуле:

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\text{КЗ}}}, \quad (35)$$

где $S_{\text{КЗ}}$ – мощность короткого замыкания;

$I_{\text{КЗ}}$ – ток короткого замыкания.

Базичный ток рассчитан по формуле:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}, \quad (36)$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56.$$

Принимаем систему бесконечной мощности, а ее сопротивление равным нулю, так как ток КЗ нам неизвестен.

Параметры питающих линий:

$$L_{\text{л35}} = 7,68 \text{ км},$$

$$X_{0,\text{л35}} = 0,432 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{\text{л35}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U^2}, \quad (37)$$

$$X_{\text{л35}} = 0,432 \cdot 7,68 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,24 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление для стороны 35 кВ:

$$X_{\text{сум}} = X_{\text{сис}} + X_{\text{л35}}, \quad (38)$$

$$X_{\text{сум}} = 0 + 0,24 = 0,24 \text{ Ом}.$$

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{покз}} = \frac{I_{\text{б}} \cdot E_{\text{с}}}{X}, \quad (39)$$

где $I_{\text{б}}$ – базисный ток, кА;

X – полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

$$I_{\text{покз}} = \frac{1,56 \cdot 1,1}{0,24} = 7,15 \text{ кА}.$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 35 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,608.

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{покз}} \cdot K_{y\partial}, \quad (40)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,15 \cdot 1,608 = 16,26.$$

5.3 Расчет тока КЗ на ПС 10 кВ

К общему сопротивлению добавляется сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{тр}} = \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{номТ}}}, \quad (41)$$

$$X_{\text{тр35}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19 \text{ Ом.}$$

В итоге, общее сопротивление равно:

$$\sum X = X_c + X_{\text{л35}} + X_{\text{тр35}}, \quad (42)$$

$$\sum X = 0 + 0,24 + 1,19 = 1,43 \text{ Ом.}$$

Базисный ток:

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА.}$$

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{покз}} = \frac{5,49 \cdot 1,1}{1,43} = 4,22 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 10 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,8.

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,22 \cdot 1,8 = 10,74 \text{ кА.}$$

5.4 Расчет токов КЗ на ТП 10 кВ

Параметры линии от ПС до ТП 1–6:

$$L_{ПС-ТП-6} = 0,97 \text{ км},$$

$$X_{л10} = 0,4 \cdot 0,97 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,35.$$

В итоге общее сопротивление равно:

$$\sum X = X_c + X_{л35} + X_{мп35} + X_{л10}, \quad (43)$$

$$\sum X = 0 + 0,24 + 1,19 + 0,35 = 1,78 \text{ Ом}.$$

Базисный ток:

$$I_{баз} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА}.$$

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{покз} = \frac{5,49 \cdot 1,1}{1,78} = 3,39 \text{ кА}.$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 10 кВ для ТП, ударный коэффициент принимается равным 1,369.

Ударный ток КЗ :

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,39 \cdot 1,369 = 6,56 \text{ кА}.$$

5.5 Расчет токов КЗ на ТП 0,4 кВ

$$X_{мп10} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25,$$

$$\sum X = X_c + X_{л35} + X_{мп35} + X_{л10} + X_{мп10}, \quad (44)$$

$$\sum X = 0 + 0,24 + 1,19 + 0,35 + 11,25 = 13,03 \text{ Ом}.$$

Базисный ток:

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА.}$$

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{покз}} = \frac{5,49 \cdot 1,1}{13,03} = 0,46 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 0,38 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,1.

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 0,46 \cdot 1,1 = 0,72 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания для остальных ТП представлен в приложении Ж, таблица 6.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС «БЕРЕГОВАЯ»

6.1 Выбор и проверка оборудования на 35 кВ

6.1.1 Выбор трансформаторов на подстанции

На подстанции «Береговая» 35/10 кВ установлены два трансформатора типа ТМН, оба имеют номинальную мощность 6,3 МВА.

Мощность компенсирующих устройств найдем по формуле:

$$Q_{KV} = Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_3 \quad (45)$$

где Q_{\max} – максимальная реактивная мощность, Мвар;

P_{\max} – максимальная активная мощность, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi_3 = 0,25$ – экономически целесообразный коэффициент, [приказ 49].

Требуемая мощность компенсирующих устройств подстанции «Береговая»:

$$Q_{KV} = 1,77 - 5,77 \cdot 0,25 = 0,327 \text{ Мвар.}$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств, приходящаяся на одну секцию шин подстанции:

$$Q_{KV.ш} = \frac{Q_{KV}}{2}, \quad (46)$$

$$Q_{KV.ш} = \frac{0,327}{2} = 0,163 \text{ Мвар}$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств мала, следовательно, установка компенсирующих устройств не требуется.

Нескомпенсированная реактивная мощность будет равна:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\max}, \quad (47)$$

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot k_3^{OPT}}, \quad (48)$$

где P_{cp} – средняя нагрузка в зимний период, МВт;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, Мвар;

n_T – число трансформаторов;

k_3^{OPT} – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Расчётная мощность силового трансформатора:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{4,878^2 + 4,871^2}}{2 \cdot 0,7} = 4,92 \text{ МВА};$$

Исходя из расчета, выбираем трансформатор ТМН–6300/35:

$$S_{Тном} = 6,3 \text{ МВА}, [4, \text{ с. } 374].$$

Далее проверяем правильность выбора по коэффициентам загрузки.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$k_3^{норм} = \frac{\sqrt{4,878^2 + 4,871^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,55.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$k_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{4,878^2 + 4,871^2}}{(2-1) \cdot 6,3} = 1,09.$$

Установленные на ПС «Береговая» трансформаторы загружены оптимально. Из этого следует, что их замена не целесообразна.

6.1.2 Выбор и проверка выключателя напряжением 35 кВ

Рассмотрим критерии, по которым следует проверять выбранный выключатель:

На электродинамическую стойкость по предельным сквозным токам короткого замыкания:

$$I_{np,c} \geq I_{no}, \quad (49)$$

$$i_{np,c} \geq i_{y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}, \quad (50)$$

где $I_{np,c}$ – предельный сквозной ток, который выключатель способен надежно включить, кА;

I_{no} – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$i_{np,c}$ – номинальный ток электродинамической стойкости выключателя, кА;

$i_{y\delta}$ – ударный ток КЗ, кА;

$k_{y\delta}$ – ударный коэффициент.

на симметричный ток отключения:

$$I_{откл.ном} \geq I_{пт}, \quad (51)$$

где $I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{пт}$ – периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА.

На возможность на отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} \geq i_{ат}, \quad (52)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \frac{\beta_n}{100}, \quad (53)$$

где $i_{аном}$ – номинальное значение аperiodической составляющей тока отключения, кА;

$i_{ат}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА;

β_n – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k, \quad (54)$$

где $I_{тер}$ – номинальный ток термической стойкости выключателя (равный, как правило, $I_{откл.ном}$), кА;

$t_{терм}$ – время термической стойкости, с.

На тепловой импульс:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (55)$$

где B_k – тепловой импульс, кА²·с;

$t_{откл}$ – время отключения;

T_a – постоянная затухания аperiodической составляющей тока к.з., с.

На время отключения:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (56)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{ов}$ – полное время отключения выключателя с приводом, с.

По действующим картам уставок $t_{рз}$ равны:

сторона 35 кВ – 2,5 с;

сторона 10 кВ – 1,5 с.

Рассмотрим требования, которые предъявляются к выключателям

высокого напряжения:

- надежность отключения токов;
- быстрота действия;
- быстрое включение сразу после отключения;
- удобство осмотра оборудования;
- удобство транспортировки и обслуживания;
- взрыво – и пожаробезопасность.

Параметры, которые необходимо соблюдать при выборе выключателей:

отключающая способность: $I_{по} \leq I_{откл.ном}$;

напряжение установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

длительный ток: $I_{норм} \leq I_{ном}$, $I_{max} \leq I_{ном}$.

Покажем на примере выбор и проверку выключателя:

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\max.ВН} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot 10}, \quad (57)$$

$$I_{\max.ВН} = \frac{12087,78}{\sqrt{3} \cdot 35} = 199,39 \text{ А.}$$

По условиям надежности, удобства и экономичности в эксплуатации устанавливаем на ПС вакуумные выключатели на напряжения 35 кВ, марки ВВУ-СЭЦ-П-35-20/1000, [10, с. 228, табл. 5.1].

Данный вид выключателей используется для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 (60) Гц для открытых и закрытых распределительных устройств.

Рассмотрим конструктивное исполнение вакуумного выключателя. Он состоит из трех полюсов. Полюса соединены между собой в один общий комплект междуполюсными муфтами. Выключатель управляется электромагнитным приводом ПЭМУ-500. Вакуумная камера предназначена

для гашения электрической дуги.

Рассмотрим основные преимущества данного вида выключателей: надежность в работе, легкость в обслуживании, компактность.

Наглядный вид выключателя представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 - Выключатель вакуумный

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 1.

Таблица 1 - Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 = 35 \text{ кВ}$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{\max} = 199,39 \text{ А}$	$1000 \geq 199,39 \text{ А}$
$i_{np.c} = 51 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 16,26 \text{ кА}$	$51 \geq 16,26 \text{ кА}$
$I_{np.c} = 35 \text{ кА}$	$I_{no} = 7,15 \text{ А}$	$35 \geq 7,15 \text{ А}$
$I_m^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 7,15^2 \cdot 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1200 \geq 76,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.1.3 Выбор и проверка трансформатора тока 35 кВ

Трансформатор тока на ПС «Береговая» необходим, в первую очередь, для преобразования первичного переменного тока сети до значений, безопасных для его измерения.

В таблице 2 рассмотрена нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока для высокой стороны.

Таблица 2 - Нагрузка приборов ТТ на высокой стороне подстанции

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			A	B	C
Амперметр	Ввод 35 кВ	СА3020	4	4	4

На вводе 35 кВ устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ СЭЩ 35.

Далее находим сопротивление приборов для трансформатора на вводе 35 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительных проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,16 - 0,05 = 0,99 \text{ Ом.}$$

Рассчитываем сечение проводов:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,99} = 1,72 \text{ мм}^2.$$

Исходя из расчетов, выбираем провод сечением 4 мм².

Находим сопротивление проводов по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,4245.$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,16 + 0,4245 + 0,05 = 0,63 \text{ Ом.}$$

Исходя из расчета, произведенного выше, можно сделать вывод, что трансформатор тока марки ТОЛ СЭЩ 35 , который установлен на вводе, проходит по всем параметрам.

В таблице 3 представлено сопоставление расчетных и каталожных данных.

Таблица 3 - Проверка трансформатора тока ТОЛ СЭЩ 35 на вводе 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 = 35 \text{ кВ}$
$I_n = 250 \text{ А}$	$I_{\max} = 199,39 \text{ А}$	$250 \geq 199,39 \text{ А}$
$Z_n = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{H.\text{расч}} = 0,63 \text{ Ом}$	$1,2 \geq 0,63 \text{ Ом}$

6.1.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Прежде чем выбрать ограничители перенапряжения, рассмотрим, для чего они предназначены.

Данный вид аппаратуры служит для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Рассмотрим основные характеристики ограничителей перенапряжения (ОПН):

- класс номинального напряжения;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение.

Ограничители перенапряжения состоят из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую крышку и не содержат искровых промежутков.

Рассмотрим особенности ОПН:

- быстрая реакция на импульсные переходные процессы с быстро нарастающим фронтом (грозовые перенапряжения);
- надежная защита элемента настройки и самого заградителя;
- нет дуги, вызывающей обгорание электродов и, соответственно, выход из строя разрядника.

Повысить надежность высокочастотного заградителя позволяет использование ОПН в качестве защитного устройства.

Расчетная величина максимально допустимого на ограничителе напряжения находится по формуле:

$$U_{н.р} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (58)$$

$$U_{н.р} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 с. В соответствии с этим, коэффициент k_B , который учитывает увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН, исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [13, рис.2.1].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р}}{k_B}, \quad (59)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетов, по длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1, [12, с.32].

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем

энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ocm}}{Z} \right) \cdot U_{ocm} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (60)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

U_{ocm} – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ocm} = 96$ кВ;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 500$ Ом, [14, с. 201];

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Значение напряжения рассчитывается по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (61)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$, [14, с. 155];

l – длина защищенного подхода, [14, с. 167].

$$U = \frac{127}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 127} = 120,86 \text{ кВ.}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (62)$$

где β – коэффициент затухания волны, [14, с. 158];

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 7,326 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{120,86 - 96}{500} \right) \cdot 96 \cdot 2 \cdot 7,326 \cdot 2 = 139,87 \text{ кДж.}$$

Далее определим удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (63)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{139,87}{35} = 3,99 \text{ кДж/кВт.}$$

Исходя из расчетов, представленных выше, окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1 с удельной энергоемкостью 7 кДж/кВ.

6.1.5 Выбор и проверка разъединителя

Выбираем на стороне 35 кВ разъединитель марки РГП2-35/1000УХЛ1 по напряжению установки ($U_{уст} = 35 \text{ кВ}$), по току продолжительного режима ($I_{max} = 199,39 \text{ А}$), [12, с. 8].

Разъединитель этой марки выпускается в трехполюсном исполнении, с полимерной изоляцией, заземлители с двух сторон.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 4.

Таблица 4 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 = 35 \text{ кВ}$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_p = 199,39 \text{ А}$	$1000 \geq 199,39 \text{ А}$
$i_{отк} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{но} = 4,22 \text{ кА}$	$12,5 \geq 4,22 \text{ кА}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{юд} = 16,26 \text{ кА}$	$40 \geq 16,26 \text{ А}$
Главные ножи		
$I_m^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 76,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$4800 \geq 76,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Заземляющие ножи		
$I_m^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

6.1.6 Выбор высокочастотных заградителей

Чтобы понимать важность использования высокочастотных заградителей, рассмотрим, для чего они применяются.

Данный вид аппаратуры служит для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики, релейной защиты, телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24-1000 кГц) по фазовому проводу или грозотросу высоковольтной (10,35-750 кВ) линии электропередачи.

Подключается высокочастотный заградитель к проводам линий электропередачи. Он должен выдерживать ограниченные во времени воздействия перенапряжений, которые возникают в электрических сетях при грозе, коротких замыканиях, коммутационных переключениях.

Конструктивное исполнение высокочастотного заградителя следующее: высокочастотный фильтр, который включается в рассечку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

Высокочастотные заградители устанавливаем на стороне 35 кВ типа ВЗ-630-0,5У1 ($i_{терм} = 16 \text{ кА}$, $i_{дин} = 41 \text{ кА}$) с конденсаторами связи СМП-35/ $\sqrt{3}$ - 6.4, с фильтром присоединения серии ФПМ, [12, с.95].

6.2 Выбор и проверка оборудования на 10 кВ

6.2.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Для выбора комплектных распределительных устройств, для начала, пойдем, из чего они состоят и для чего предназначены.

Комплектное распределительное устройство состоит из шкафов, в которых встроены различные аппараты, защитные и измерительные приборы, а также вспомогательные устройства.

В данной работе были выбраны комплектные распределительные устройства серии КРУН-59. Устройства данной серии предназначены для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6-10 кВ.

Данный вид КРУ выбран потому, что он полностью автономен.

Рассмотрим плюсы КРУН К-59:

- обеспечивает распределение электроэнергии по потребителям;
- благодаря устройствам АПВ и АВР, обеспечивает непрерывность электроснабжения;
- обеспечивает защиту отходящих линий от токов перегрузки, токов КЗ, снижения или повышения напряжения.

В плане возведения очень прост, возводится на обычный фундамент, каких-либо дополнительных работ не требует.

Рассмотрим преимущества КРУН К-59:

- улучшенный пожаробезопасный утеплитель;
- более жесткая сварная конструкция;
- медная ошиновка;
- надежность механических блокировок;
- вакуумные коммутационные элементы;
- микропроцессорные блоки защиты;
- полная локализация отсеков;
- дуговая защита на фототиристорах.

Внешний вид комплектного распределительного устройства представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 - Внешний вид КРУН-59

6.2.2 Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУН-59

Выключатели 10 кВ выбираем совместно с КРУН-59.

Суммарная нагрузка всех ТП составляет:

$$S_{\Sigma} = 12087,78 \text{ кВА}$$

Ток в послеаварийном режиме рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (64)$$

Определим ток:

$$I_{\Sigma} = \frac{12087,78}{\sqrt{3} \cdot 10} = 697,8 \text{ А.}$$

Исходя из расчетов, выбираем выключатели вакуумные серии ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000У2, с электромагнитным приводом, 10-номинальное напряжение, 20-номинальный ток отключения, [8, с. 180.].

Данные расчета и каталожные данные для выбора выключателя сводим в таблицу 5.

Таблица 5 - Каталожные и расчетные данные выбранного выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_p = 697,8 \text{ А}$	$1000 \geq 697,8 \text{ А}$
$I_{отк} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,22 \text{ кА}$	$20 \geq 4,22 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3$	$I_{по}^2 \cdot t_{пр} = 4,22^2 \cdot 1,5$	$1200 \geq 26,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{сквоз} = 52 \text{ кА}$	$I_{удар} = 10,74 \text{ кА}$	$52 \geq 10,74 \text{ кА}$

6.2.3 Выбор и проверка разъединителей

Для выбора и проверки разъединителя выясним, для чего он предназначен.

Этот коммутационный аппарат служит для напряжения выше 1кВ, имеет очень важную роль в схема электроустановок. От надежной работы разъединителей зависит надежность работы всей всей электроустановки.

Рассмотрим условия, которые предъявляются к разъединителям:

разъединители должны создавать видимый разрыв в воздухе;

должны четко включаться и отключаться при самых худших условиях работы, будь то ветер, снег или обледенение;

электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов – исключение самопроизвольных отключений.

Выбор разъединителей осуществляется по роду установки и номинальным характеристикам, таким как напряжение, длительный ток, стойкость при токах КЗ, а также по конструктивному исполнению.

В данной работе был выбран разъединитель марки РВЗ–10/1000 У2 по напряжению установки ($U_{уст} = 10 \text{ кВ}$), по току продолжительного режима ($I_{max} = 697,8 \text{ А}$). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами.

Сравнение данных выбранного разъединителя представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Каталожные и расчетные данные выбранного разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_n = 10$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$10 = 10$ кВ
$i_d = 25$ кА	$I_{no} = 4,22$ кА	$25 \geq 4,22$ кА
$I_n = 1000$ А	$I_p = 697,8$ А	$1000 \geq 697,8$ А
$I_{нм}^2 \cdot t_{нм} = 25^2 \cdot 4$ кА ² ·с	$I_{\infty}^2 \cdot t_{np} = 4,22^2 \cdot 1,5$	$2500 \geq 26,71$ 2500 кА ² ·с

6.2.4 Выбор и проверка предохранителей

Предохранитель служит для отключения защищаемой цепи разрушением специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

В защищаемую цепь предохранитель включается последовательно, а для того, чтобы создать видимый разрыв, используется неавтоматический выключатель.

Рассмотрим критерии, по которым выбирается предохранитель:

- по напряжению;
- по току.

В данной работе для трансформатора напряжения был выбран предохранитель марки ПKN O01-10У3 с кварцевым наполнителем, для трансформатора напряжения, O - однополюсный, без цоколя и указателя срабатывания, 01 - конструктивное исполнение контактов, 10 - номинальное напряжения, для районов с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Рассмотрим выбор предохранителя для трансформатора собственных нужд

Ток максимального режима:

$$I_{\text{max.тсн}} = \frac{S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (65)$$

$$I_{\text{max.тсн}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А.}$$

Исходя из расчета, принимаем предохранитель типа ПКТ101-10-3,2-31,5УЗ, с кварцевым наполнителем, для защиты трансформаторов, 1 – наличие ударного устройства, 01 - конструктивное исполнение контактов, 10 - номинальное напряжения, 3,2 - номинальный ток предохранителя, 31,5 - номинальный ток отключения, для районов с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, [10, с. 254, табл5.4.].

К установке принимается предохранитель с кварцевым наполнением ПКТ101-10-3,2-31,5УЗ. Выбранный предохранитель проходит проверку по кривым времятоковых характеристик. Проверяем предельно допустимый ток, для времени $t=10\text{с}$.

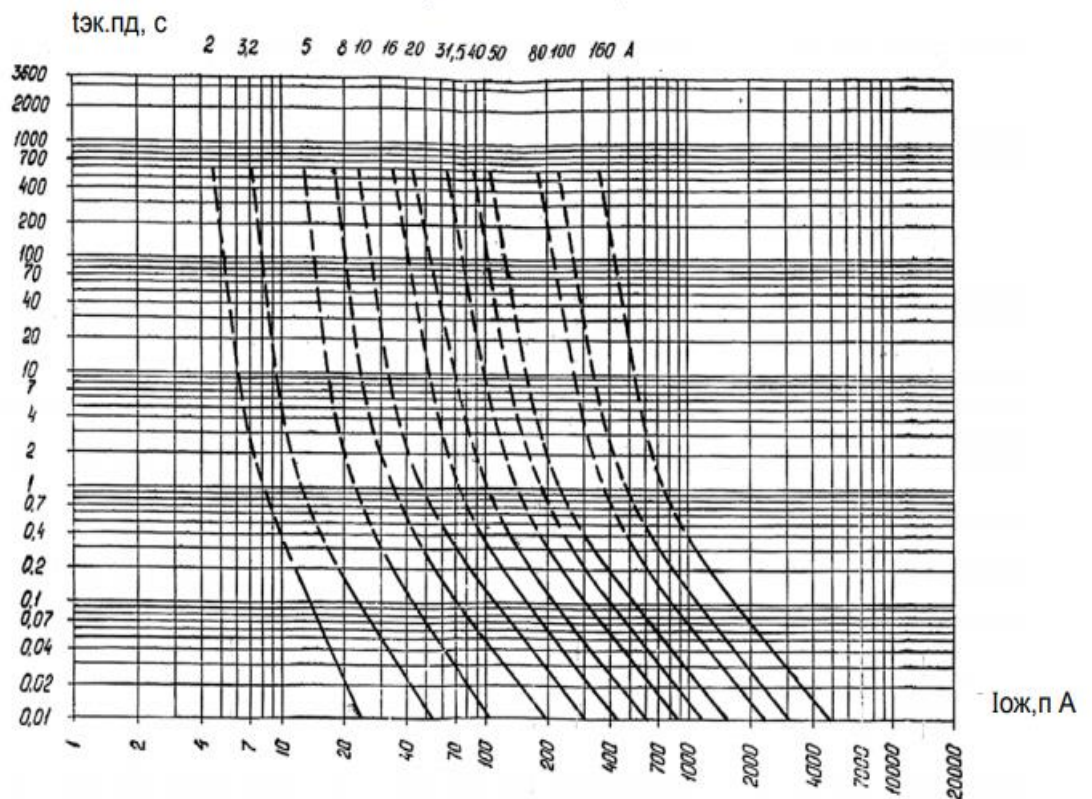


Рисунок 10 - Времятоковая характеристика ПКТ101–6

Как видно из рисунка 10, предельно допустимый ток составляет приблизительно 7,2 А, следовательно, предохранитель выбран верно.

Параметры данного предохранителя сведены в таблицу 7.

Таблица 7 - Характеристики ПКТ101-10-3,2-31,5У3

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
$I_{д} = 7,2 \text{ А}$	$I_p = 1,44 \text{ А}$	$7,2 \geq 1,44 \text{ А}$
$I_n = 2 \text{ А}$	$I_p = 1,44 \text{ А}$	$2 \geq 1,44 \text{ А}$
$i_{отк} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{но} = 4,22 \text{ кА}$	$12,5 \geq 4,22 \text{ кА}$

6.2.5 Выбор трансформатора напряжения

Для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики устанавливаются трансформаторы напряжения.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Рассмотрим критерии, по которым выбираются трансформаторы напряжения:

- по напряжению установки: $U_n \geq U_p$;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке;
- по конструкции и схеме соединения.

$$S_n \geq S_{2\Sigma}, \quad (66)$$

где S_n – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Вторичная нагрузка ТН представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Вторичная нагрузка ТН –10кВ:

Прибор	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность обмотки, В·А
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 206	1	0,5
Вольтметр	ЩП120П-10КВ	1	10
Ватт/Варметр	ЦП8506/35 10000В	1	5
Итого:		4	15,5

Выбран однофазный трансформатор ЗНОЛ-СЭЩ-10 с литой изоляцией, номинальная мощность которого, в данном классе точности, составляет: 50 В·А.

Сравнение данных для трансформатора напряжения представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10:

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
$S_n = 50 \text{ В·А}$	$S_p = 11,5 \text{ В·А}$	$50 \geq 11,5 \text{ В·А}$

6.2.6 Выбор трансформатора тока

Для того, чтобы выбрать трансформатор тока, нужно знать: номинальное напряжение, ток первичной цепи, ток вторичных обмоток, а также проверить его на термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях.

Правильнее всего выбирать трансформатор тока с двумя вторичными обмотками, одна из которых будет служить для включения приборов защиты, а другая – для электроизмерительных приборов.

Рассмотрим критерии, по которым выбираются трансформаторы тока:

- по классу напряжения;
- по максимальному рабочему току.

Так же очень важным условием является то, чтобы номинальный ток был как можно ближе к рабочему. Если это условие не выполняется, недогрузка первичной обмотки может привести к увеличению погрешностей измерения.

Для расчета предварительно выбран трансформатор тока ТОЛ-10, его номинальное сопротивление можно найти, исходя из его каталожных данных, по формуле:

$$R_{2ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Для того, чтобы рассчитать вторичную нагрузку трансформатора, нужно суммировать сопротивления приборов, сопротивления контактов и соединительных проводов:

$$R_2 = R_{приб} + R_{конт} + R_{пров} \quad (67)$$

Типы приборов, включенных во вторичную обмотку представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Приборы, включенные во вторичную обмотку:

Приборы	Тип прибора	Нагрузка вторичной обмотки, ВА
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 206	0,5
Амперметр	Ц33 – М1	1
Итого		1,5

Находим суммарную мощность приборов:

$$S_{\text{приб}} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ ВА.}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Далее находим допустимое сопротивление соединительных проводов, которые соединяют трансформатор тока и прибор, при этом учитывая сопротивление предварительно выбранного трансформатора тока:

$$R_{\text{доп.пров}} = 0,4 - 0,06 - 0,05 = 0,29 \text{ Ом.}$$

Исходя из допустимого сопротивления провода, находим минимально допустимое сечение:

$$q_{\text{min}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,29} = 5,85 \text{ мм}^2.$$

По данным расчетов к установке принимается контрольный кабель АКРВГ, сечением 6 мм²

Сопротивление соединительных проводов при выбранном сечении составит:

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{6} = 0,283 \text{ Ом.}$$

В итоге суммарное сопротивление составит:

$$R_2 = 0,06 + 0,05 + 0,283 = 0,393 \text{ Ом.}$$

Сравнение расчетных данных с каталожными приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Условия выбора трансформатора тока ТОЛ-10 кВ:

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10 \text{ кВ}$
$i_{\text{дин}} = 89 \text{ кА}$	$i_{\text{но}} = 4,22 \text{ кА}$	$89 \geq 4,22 \text{ кА}$
$I_n = 800 \text{ А}$	$I_p = 697,8 \text{ А}$	$800 \geq 697,8 \text{ А}$

$I_m^2 \cdot t_{мер} = 35,2^2 \cdot 3 = 3717,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4,22^2 \cdot 1,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$3717,12 \geq 26,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$R_n = 0,4 \text{ Ом}$	$R_2 = 0,393 \text{ Ом}$	$0,4 \geq 0,393 \text{ Ом}$

6.2.7 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 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.

Рассчитаем наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ :

$$I_{\max.HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot 10}, \quad (68)$$

$$I_{\max.HH} = \frac{12087,78}{\sqrt{3} \cdot 10} = 697,8 \text{ А.}$$

Исходя из расчета, выбираем алюминиевую шину сечением 330 мм^2 , $I_{дон} = 730 \text{ А}$, [6, с. 624, табл. п3.4].

Минимальное сечение по условию термической стойкости определяется следующим образом:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (69)$$

где q_{\min} – минимальное сечение провода, мм^2 ;

B_k – тепловой импульс, $\text{А} \cdot \text{с}$;

C – функция, для алюминиевых шин и кабелей $91 \text{ А} \cdot \text{с}/\text{мм}^2$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{26,31 \cdot 10^5}}{91} = 15,64 \text{ мм}^2.$$

При выполнении условия $q > q_{\min}$ проводник будет термически стойким.

6.3 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ

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

Определим расчетный ток:

$$I_{\text{расч.ТП1-1}} = \frac{231,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 351,12 \text{ А.}$$

Исходя из расчета, выбираем автоматический выключатель токоограничивающий с полупроводниковым расцепителем марки ВА57-39-340010-400А-4000-690АС-УХЛЗ-КЭАЗ с номинальным током расцепителя 400 А, [7, с. 111 таб.6.35.].

Выключатели этого вида широко применяются для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых (до 30 раз в сутки) оперативных включений и отключений электрических цепей.

Выключатели применяются для защиты потребителей в составе аппаратуры распределения электроэнергии в общественных зданиях в качестве аппарата высокой мощности.

Использовать в эксплуатации рекомендовано в электрических установках с номинальным напряжением до 660 В переменного тока частоты 50 и 60 Гц.

Внешний вид автоматического выключателя представлен на рисунке 11.



Рисунок 11 - Наглядный вид автоматического выключателя переменного тока типа ВА

Рассмотрим условия, при которых проверяется автоматический выключатель:

– на отключающую способность КЗ:

$$I_{отс} \geq \sqrt{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (70)$$

где $I_{отс}$ – ток отсечки.

$$I_{отс} = k_0 \cdot I_{номрасц}, \quad (71)$$

где k_0 – кратность для автоматов, равная: 2, 4, 6, 8, 10.

– по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{КЗ}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{ср.расц}, \quad (72)$$

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

В качестве примера рассмотрим выбор автоматического выключателя на ТП 1 – 1.

Рассмотрим условия, необходимые для использования данного вида выключателей:

– на отключающую способность КЗ:

$$I_{отс} = 2 \cdot 400 = 800 \text{ А};$$

$$800 \geq \sqrt{2} \cdot 6,862 = 9,704 \text{ А}.$$

– по чувствительности к токам КЗ:

$$1,54 \geq 1,25.$$

Автоматический выключатель выбран верно, так как все условия проверки выполняются.

Результаты выбора выключателей на остальных ТП и на отходящих линиях приведены в приложении 3, таблица 7.

7 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Для того, чтобы обеспечить устойчивость кабеля к термическому воздействию токов КЗ, расчетная температура кабеля при протекании тока КЗ должна не превышать допустимую температуру для материала изоляции кабеля, которая определяется по справочным данным.

Проверка кабелей на термическое действие тока КЗ производится по тепловому импульсу:

$$B_{КЗ} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (73)$$

где $I_{н.о}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{откл}$ – время отключения тока КЗ;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{откл} = t_g + t_{pz}, \quad (74)$$

где t_g – время отключения выключателя от момента возникновения КЗ до начала расхождения контактов;

t_{pz} – время действия релейной защиты.

Минимально допустимое термически стойкое сечение кабеля определяется по следующей формуле:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{B_{КЗ}}}{C}, \quad (75)$$

где C – коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры

нагрева к тепловому импульсу (для алюминиевых жил 10 кВ $C=100$), [6, с.157].

Правильно выбранное сечение кабеля должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{выбр}} \geq F_{\text{тер}}. \quad (76)$$

Параметры воздушной линии:

$$I_{\text{НО}} = 3,39 \text{ кА}, \quad T_a = 0,00434 \text{ с.}$$

Время отключения выключателя:

$$t_{\text{откл}} = t_e + t_{\text{пз}}, \quad (77)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,13 + 0,02 = 0,15 \text{ с.}$$

Определим тепловой импульс:

$$W_{\text{КЗ}} = 3,39^2 \cdot (0,15 + 0,00434) = 1,77 \cdot 10^6.$$

Минимально допустимое сечение:

$$F_{\text{тер.пс-тпб}} = \frac{\sqrt{1,77 \cdot 10^6}}{100} = 13,3 \text{ мм}^2.$$

Проверку производим на каждом фидере:

$$\text{Фидер 3: } 35 \geq 13,3 \text{ мм}^2$$

$$\text{Фидер 12: } 50 \geq 13,3 \text{ мм}^2$$

$$\text{Фидер 14: } 50 \geq 13,3 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется, следовательно, сечение провода было выбрано правильно.

8 МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

8.1 Расчет грозозащиты подстанции «Береговая»

Защита от молний и от перенапряжений носит важный характер, так как в электрических сетях растёт количество потребителей, чувствительных к импульсам перенапряжений и электромагнитным помехам.

Объект следует защищать от прямого и непрямого воздействия грозовых разрядов.

Международная Электротехническая Комиссия (МЭК) разработала стандарты, в которых написаны принципы защиты зданий и сооружений любого назначения от перенапряжений. Эти принципы позволяют правильно проектировать строительные конструкции и системы молниезащиты объекта, рационально размещать оборудование и прокладывать коммуникации.

Согласно карте грозовой деятельности на территории России, среднегодовая продолжительность гроз в с. Константиновка составляет 40-60 часов в год.

Расчет грозозащиты производим согласно СО-153-34.21.122-2003.

Защищенным считается объект, в котором совокупность всех его молниеотводов обеспечивает надежность защиты не менее РЗ.

Выбор типа и высоты молниеотводов производится, исходя из значений требуемой надежности РЗ.

Если защита объекта обеспечивается простейшими молниеотводами (одиночным стержневым, одиночным тросовым, двойным стержневым, двойным тросовым, замкнутым тросовым), размеры молниеотводов можно определять, пользуясь заданными в настоящем нормативе зонами защиты.

Надежность защиты подстанции должна соответствовать 0,9. Количество молниеотводов на подстанции 2 шт.

Исходные данные для расчета:

Высота молниеотвода h – 20 м;

Длина защищаемой зоны a – 29 м;

Ширина защищаемой зоны $b - 31,7$ м;

Требуемая высота зоны защиты: $h_{x1} - 7$ м; $h_{x2} - 3$ м;

Расстояния между молниеотводами: $L_1 - 20,44$ м.

В качестве проектируемой защиты используем систему двойного стержневого молниеотвода (п 3.3.2.3).

Молниеотвод считается двойным, когда расстояние между стержневыми молниеприемниками L не превышает предельного значения L_{\max} . В противном случае оба молниеотвода рассматриваются как одиночные.

Габариты зоны определяются двумя параметрами: высотой конуса h_0 и радиусом конуса на уровне земли r_0 .

Размеры внутренних областей определяются параметрами h_0 и h_c . Где h_c - минимальная высота зоны по середине между молниеотводами.

Производим расчет необходимых параметров тросового молниеотвода:

Высота конуса:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (78)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.}$$

Радиус конуса:

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \quad (79)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ м.}$$

Стандартные зоны защиты одиночного тросового молниеотвода высотой h ограничены симметричными двускатными поверхностями, образующими в вертикальном сечении равнобедренный треугольник с вершиной на высоте $h_0 < h$ и основанием на уровне земли $2r_0$

Производим расчет параметров зоны защиты двойного стержневого

МОЛНИЕОТВОДА.

Предельное значение длины:

$$L_{\max} = 5,75 \cdot h, \quad (80)$$

$$L_{\max} = 5,75 \cdot 20 = 115 \text{ м.}$$

Оптимальное значение длины:

$$L_c = 2,5 \cdot h, \quad (81)$$

$$L_c = 2,5 \cdot 20 = 50 \text{ м.}$$

При расстоянии между молниеотводами $L \leq L_c$ граница зоны не имеет провеса ($h_c = h_0$).

Проверку по условию $L \leq L_c$ выполняем, исходя из большего расстояния между молниеотводами:

$$20,44 \leq 50 \text{ м.}$$

Условие выполняется.

Полуширина зоны защиты требуемой надежности в горизонтальном сечении на высоте h_x от поверхности земли определяется выражением:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (82)$$

$$r_{x1} = \frac{24 \cdot (17 - 7)}{17} = 14,12 \text{ м,}$$

$$r_{x2} = \frac{24 \cdot (17 - 3)}{17} = 19,76 \text{ м.}$$

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами $2r_{cx}$ на высоте $h_x \leq h_c$ определяется выражением:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (83)$$

$$r_{cx1} = \frac{24 \cdot (17 - 7)}{17} = 14,12 \text{ м},$$

$$r_{cx2} = \frac{24 \cdot (17 - 3)}{17} = 19,76 \text{ м}.$$

Графическая часть представлена на листе А1.

Внеплановые осмотры устройств молниезащиты рекомендуется производить после стихийных бедствий (ураганного ветра, наводнения, землетрясения, пожара) и гроз чрезвычайной интенсивности.

Внеплановые замеры сопротивления заземления устройств молниезащиты рекомендуется производить после выполнения всех ремонтных работ как на устройствах молниезащиты, так и на самих защищаемых объектах, и вблизи них.

Запрещается во время грозы производить все виды работ на устройствах молниезащиты и вблизи них.

8.2 Расчет заземления подстанции «Береговая»

Заземлитель – это проводник, который находится в контакте с землей.

Заземляющий проводник – это проводник, который соединяет заземляемые части заземлителя.

Рассмотрим существующие виды заземлений:

Рабочее заземление создано для того, чтобы был обеспечен нормальный режим работы электроустановки. Рабочее заземление можно добиться путем заземления нейтрали силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, генераторов, реакторов, а так же заземления фазы при использовании земли в качестве рабочего провода.

Защитное заземление защищает людей, которые обслуживают электроустановку. Чтобы сделать защитное заземление, нужно заземлить металлические части установки, которые имеют нулевой потенциал.

Молниезащитное заземление предназначено для отвода тока молнии в

землю.

Контур заземлителя сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1,5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с потенциалом.

ОРУ имеет размеры А, равные 31,7 м и В, равные 29 м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (84)$$

$$S = (31,7 + 2 \cdot 1,5) \cdot (29 + 2 \cdot 1,5) = 1110,4 \text{ м}^2.$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, принимается диаметр равный 10 мм.

Рассмотрим условия для проверки выбранного проводника:

Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{\text{мн}} = \pi \cdot r^2, \quad (85)$$

$$F_{\text{мн}} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot t_{\text{отк}}}{400 \cdot \beta}}, \quad (86)$$

где β – коэффициент термической стойкости, равный 21. [14, с. 178, табл. п.15.2].

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{5,8^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 24}} = 28,3 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (87)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (88)$$

где T – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет (240 мес.);

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от типа грунта.

Для средней коррозионной активности принимается:

$$a_k = 0,0026;$$

$$b_k = 0,00915;$$

$$c_k = 0,0104;$$

$$\alpha_k = 0,0224.$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}^2,$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,485 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{МП} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{ТС}, \quad (89)$$

$$78,5 \geq 54,786 \geq 26,485 + 28,3.$$

Исходя из расчетов, принимается расстояние между полосами сетки, равное 6 м, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{B + 2 \cdot 1,5}{l_{n-n}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{A + 2 \cdot 1,5}{l_{n-n}}, \quad (90)$$

$$L = (31,7 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{29 + 2 \cdot 1,5}{6} + (29 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{31,7 + 2 \cdot 1,5}{6} = 369,51 \text{ м}.$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$n_{ГА} = \frac{31,7 + 2 \cdot 1,5}{6} = 5,8,$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$n_{ГВ} = \frac{29 + 2 \cdot 1,5}{6} = 5,3.$$

Исходя из расчетов, принимается общее число горизонтальных полос:

$$n_{Г} = 6 + 5 = 11.$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади ОРУ квадратичной моделью со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1110,4} = 33,3 \text{ м.}$$

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \tag{91}$$

$$m = \frac{369,51}{2 \cdot \sqrt{1110,4}} - 1 = 4,5$$

Исходя из расчетов, принимается число ячеек m , равное 5.

Длина стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \tag{92}$$

$$b = \frac{\sqrt{1110,4}}{5} = 7.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной квадратичной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \tag{93}$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1110,4} \cdot (5 + 1) = 399,87 \text{ м.}$$

Определяется количество вертикальных электродов. Расстояние между

вертикальными электродами принимается кратным длине стороны ячейки. Расстояние между электродами принимаем равным 7.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{b}, \quad (94)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1110,4}}{7} = 19.$$

Определяется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho \cdot \left(\frac{A_{\min}}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (95)$$

где A_{\min} – коэффициент подобия, который зависит от отношения:

$$A_{\min} = f \cdot \left(\frac{l_B}{\sqrt{S}} \right). \quad (96)$$

К дальнейшему расчету A_{\min} принимается равным 0,33 [2, с.303].

Стационарные сопротивления первого и второго слоев грунта соответственно равны:

$$R_{S1} = 20 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{1110,4}} + \frac{1}{399,87 + 19 \cdot 5} \right) = 0,24 \text{ Ом},$$

$$R_{S2} = 4 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{1110,4}} + \frac{1}{399,87 + 19 \cdot 5} \right) = 0,05 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент вычисляется по следующему выражению:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (97)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1110,4}}{(20+320) \cdot (55+45)}} = 1,21,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1110,4}}{(4+320) \cdot (55+45)}} = 1,24.$$

Импульсные сопротивления первого и второго слоев грунта определяются по формуле:

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u. \quad (98)$$

Таким образом:

$$R_{u1} = 0,24 \cdot 1,21 = 0,29 \text{ Ом},$$

$$R_{u2} = 0,05 \cdot 1,24 = 0,06 \text{ Ом}.$$

Расчет является верным, если выполняется условие:

$$R_{\text{общ}} \leq 0,5, \quad (99)$$

$$R_{\text{общ}} = R_{u1} + R_{u2} \quad (100)$$

$$R_{\text{общ}} = 0,29 + 0,06 = 0,35,$$

$$0,35 \leq 0,5.$$

Напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В:

$$U_3 = R_{\text{общ}} \cdot I_3, \quad (101)$$

где I_3 – расчетный ток замыкания на землю, А.

$$U_3 = 0,35 \cdot 5100 = 1785 \text{ В}.$$

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СЕТИ

В данном разделе рассмотрено сравнение двух вариантов электроснабжения сети: существующий и проектируемый.

Для того, чтобы выполнить технико – экономическое сравнение, нужно рассчитать минимум приведенных затрат, который покажет экономическую эффективность вложенных в строительство средств.

Рассмотрим, из чего состоят приведенные затраты:

1. Капиталовложений в покупку трансформаторов и стоимости строительных работ;
2. Издержек на амортизационные отчисления, ремонт, обслуживание и передача электроэнергии.

Капиталовложения – это средства, которые вкладываются в строительство объектов.

Капиталовложения находятся по формуле:

$$K_{\Sigma TP} = K_{TP} + K_{CMP} + K_{IP} , \quad (101)$$

где K_{TP} – стоимость трансформаторов;

K_{CMP} – капиталовложения в строительные работы (50%);

K_{IP} – прочие затраты, 5% от общих капиталовложений.

Капиталовложения в строительные материалы – это затраты на оплату труда рабочим, затраты на установку оборудования и на подготовку площадки к установке оборудования, стоимость доставки всех нужных элементов и др.

В таблице 12 представлена средняя стоимость комплектных трансформаторных подстанций.

Таблица 12 - Средняя стоимость КТПН 10/0,4

КТПН-400 10/0,4 однотрансфо рматорная	КТПН-400 10/0,4 двухтрансф орматорная	КТПН-160 10/0,4 однотрансфо рматорная	КТПН-160 10/0,4 двухтрансфор маторная	КТПН-250 10/0,4 однотрансфо рматорная	КТПН-250 10/0,4 двухтрансфо рматорная
150 800 руб.	204 900 руб.	183 000 руб.	250 000 руб.	151 000 руб.	220 000 руб.

Произведем расчет капиталовложений для существующей и проектируемой сети:

$$K_{ТР_{сущ}} = 24 \cdot 150800 + 1 \cdot 204900 + 29 \cdot 151000 + 5 \cdot 183000 = 9118100 \text{ руб.},$$

$$K_{ТР_{проект}} = 9 \cdot 204900 + 11 \cdot 220000 + 2 \cdot 250000 + 16 \cdot 150800 + 18 \cdot 151000 + 3 \cdot 183000 = 10443900 \text{ руб.},$$

$$K_{\Sigma ТР_{сущ}} = 9118100 + 0,5 \cdot 9118100 + 0,05 \cdot 9118100 = 14133055 \text{ руб.},$$

$$K_{\Sigma ТР_{проект}} = 10443900 + 0,5 \cdot 10443900 + 0,05 \cdot 10443900 = 16188045 \text{ руб.}$$

Издержки – это затраты, в результате расходования различных видов экономических ресурсов в процессе производства.

В данном случаи издержки включают в себя затраты на ремонт и техническое обслуживание объектов.

Часть стоимости основных фондов, переводимых ежегодно для возмещения их износа, определяется по формуле:

$$I_{ам} = K_{\Sigma ТР} \cdot \alpha_{ам} , \tag{102}$$

где $K_{\Sigma ТР}$ – суммарные капитальные вложения, руб.;

$\alpha_{ам}$ – нормы амортизационных отчислений (о.е.).

Амортизационные отчисления определяются по формуле, если известен срок службы оборудования:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{СЛ}} \cdot \quad (103)$$

Издержки на ремонт и техническое обслуживание рассчитываются по формуле:

$$I_{экс} = K_{\Sigma ТР} \cdot \alpha_{экс}, \quad (104)$$

где $\alpha_{экс}$ – нормы отчислений на обслуживание трансформаторов, о.е.

Произведем расчет издержек для двух вариантов сети:

$$I_{амсуц} = \frac{14133055}{20} = 706652,75 \text{ руб.},$$

$$I_{ампроект} = \frac{16188045}{20} = 809402,25 \text{ руб.},$$

$$I_{экссуц} = 706652,75 \cdot 0,037 = 26146,15 \text{ руб.},$$

$$I_{экспроект} = 809402,25 \cdot 0,037 = 29947,88 \text{ руб.}$$

Необходимо рассчитать затраты на потерю электроэнергии, которые включают в себя величину потерь и их стоимость.

Потери электроэнергии в трансформаторах определяют по формуле:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}{U_H^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_{Г}, \quad (105)$$

где $T_{Г}$ – количество часов в году (8760 ч.);

$P_{ТП}$ – активная нагрузка ТП, кВт;

$Q_{ТП}$ – реактивная нагрузка ТП, квар;

$R_{ТР}$ – активное сопротивление трансформатора.

Потери для трансформатора мощностью 400 кВт составят:

$$\Delta W_{TP} = \left(\frac{352,35^2 + 51,67^2}{10^2} \cdot 3,1 \right) \cdot 8760 = 34,6 \text{ МВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Расчет потерь для остальных трансформаторов выполнен в приложение И, таблица 8.

Определим стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta W-1} = \Delta W_{TP-1} \cdot C_{\Delta W}, \quad (106)$$

где $C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, руб (1,6 руб./кВт·ч).

$$I_{\Delta W_{сущ}} = 7327098 \cdot 1,6 = 11723356,8 \text{ руб.},$$

$$I_{\Delta W_{проект}} = 4070610 \cdot 1,6 = 6512976 \text{ руб.}$$

Расчет потерь и издержек в трансформаторе представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Расчет потерь и издержек в трансформаторе

Схема	ΔW_{TP} , МВт*ч	$I_{\Delta W-1}$, руб
Существующая	7327,098	11723356,8
Проектируемая	4070,61	6512976

Рассчитываем суммарные издержки:

$$I = I_{ам} + I_{экс} + I_{\Delta W}, \quad (107)$$

$$I_{сущ} = 706652,75 + 26146,15 + 11723356,8 = 12456155,7 \text{ руб.},$$

$$I_{проект} = 809402,25 + 29947,88 + 6512976 = 7352326,13 \text{ руб.}$$

Определяем приведенные затраты на сооружение вариантов сети:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (108)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,1$);

$$Z_{\text{сущ}} = 0,1 \cdot 14133055 + 12456155,7 = 13869461,2 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{проект}} = 0,1 \cdot 16188045 + 7352326,13 = 8971130,63 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу:

$$\delta = \left| \frac{Z_{\text{проект}} - Z_{\text{сущ}}}{Z_{\text{проект}}} \right| \cdot 100 \% , \quad (109)$$

$$\delta = \left| \frac{8971130,63 - 13869461,2}{8971130,63} \right| \cdot 100 \% = 54,6\%$$

Разница между затратами составляет 54,6 %. По расчету видно, что проектируемая система электроснабжения имеет минимум приведенных затрат и реконструкция системы электроснабжения села Константиновка экономически оправдана.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

10.1 Защита линий 10 кВ

В дипломной работе рассмотрена защита линии 10 кВ.

Согласно ПУЭ, комплекс автоматики и релейной защиты от междуфазных, многофазных и однофазных замыканий на землю, выполняется для всех сетей до 10 кВ с изолированной нейтралью.

Для того, чтобы избежать продолжительное и негативное воздействие многофазного замыкания, защита выполняется одноступенчатой максимальной токовой двухфазного типа и размещается на одних и тех же фазах по всей длине рассматриваемого напряжения.

Для того, чтобы обеспечить защиты линии с односторонним питанием от воздействия многофазных коротких замыканий предусмотрена двухступенчатая токовая защита, которая включает в себя две ступени срабатывания: токовая отсечка и МТЗ – максимальная токовая защита.

Защита от однофазных коротких замыканий на землю выполняется селективной, для указания на направление возникновения короткого замыкания. Защита должна действовать на отключение или на сигнал, подаваемый диспетчерскому персоналу.

Произведём расчет защиты линии от ПС «Береговая» до ТП 1–1.

$$I_{C.3} = \frac{k_n \cdot k_{C/3}}{k_e} \cdot I_{раб}, \quad (110)$$

где k_n – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принят равным 1,05;

$k_{C/3}$ – коэффициент, учитывающий точки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1;

k_e – коэффициент возврата, равный 0,95;

$I_{\text{раб}}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 231,1 = 255,43 \text{ А.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{\text{с.р}} = I_{\text{с.з}} \cdot \left(\frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{т.т}}} \right), \quad (111)$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы трансформатора (равен 1, если вторичная обмотка соединена в звезду и $\sqrt{3}$, если в треугольник).

$k_{\text{т.т}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении, равен 150/5.

$$I_{\text{с.р}} = 255,43 \cdot \left(\frac{1}{150/5} \right) = 8,51 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности показывает, во сколько раз минимальный ток короткого замыкания превышает величину тока уставки релейной защиты. Коэффициент защиты должен быть не меньше допустимого значения для данного вида защиты (1,5 для МТЗ).

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (112)$$

где $I_{\text{кз}}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{1992}{255,43} \geq 1,5$$

$$7,79 \geq 1,5$$

Условие выполняется, следовательно, принимаем максимальную токовую защиту «Мехатроника» с диапазоном уставок 0,5–9 с.

Токовую отсечку устанавливаем для того, чтобы обеспечить мгновенное отключение линии при токах короткого замыкания.

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з}^{TO} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (113)$$

где k_n – коэффициент надежности защиты, равен 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

$$I_{с.з}^{TO} = 1,1 \cdot 2300 = 2530$$

Ток срабатывания отсечки должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{т.ном}, \quad (114)$$

где $k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3..5$

$\sum I_{т.ном}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи:

$$\sum I_{т.ном} = \frac{\sum S_{т.рi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (115)$$

где $S_{т.рi}$ – нагрузки трансформаторов, питаемых защищаемой линией.

$$\sum I_{т.ном} = \frac{208,04 + 324,51 + 379,24 + 320,968 + 197,74 + \ll + \gg 595,829 + 595,345 + 583,995 + 387,49}{\sqrt{3} \cdot 10} = 207,45 \text{ А.}$$

Проверим условие:

$$2530 \geq 4 \cdot 207,45,$$

$2530 > 1031$.

Условие выполняется.

Зона действия отсечки определяется графическими построениями, как точка пересечения кривой изменения тока короткого замыкания в максимальном режиме работы сети в зависимости от длины линии.

Отсечка эффективна, если зона ее действия охватывает не менее 20-25% длины линии.

К преимуществам отсечки относится её быстроедействие. Мгновенное отключение позволяет уменьшить возможные повреждения трансформатора и оборудования, запитанного от трансформатора.

К недостаткам можно отнести то, что зона действия отсечки ограничена. Поэтому отсечка вместе с газовой защитой трансформатора и максимальной токовой защитой составляют защиту трансформаторов малой мощности.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается реконструкция системы электроснабжения села Константиновка Амурской области, которое получает питание от подстанции «Береговая». Реконструкция системы электроснабжения подразумевает замену старого оборудования на новое для повышения надежности электроснабжения жилого района, также была выполнена установка вакуумных выключателей марки ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000У2, 2-х трансформаторов типа ТМН 6300/35 и комплектных трансформаторных подстанций типа КТПН.

11.1 Экологичность проекта

Рассмотрим, как влияют электрические сети на окружающую среду в целом, и на жителей в частности.

Действующая и проектируемая электрические сети имеют класс напряжения 0,4 и 10 кВ. Сети данного напряжения имеют небольшую интенсивность ЭМП от электроустановок, что позволяет сделать вывод, что воздействие электромагнитных полей будет минимальным. Поэтому следует рассмотреть защиту от загрязнения трансформаторным маслом и отвод земель во дворах жилых домов под строительство трансформаторных подстанций.

11.2 Безопасность проекта

В процессе реконструкции села все линии электропередачи были заменены на СИП. В связи с этим стал актуальным вопрос о технике безопасности при монтаже самонесущих изолированных проводов, а также технике безопасности при работе на опорах.

Рассмотрим технику безопасности при монтаже СИП:

Работы по монтажу и наладке рекомендовано производить в соответствии с рабочей документацией, придерживаясь соответствующих правил безопасности. К работам допускается специально обученный персонал.

Просека по трассе ВЛ должна быть очищена от вырубленных деревьев и

кустарников.

Запрещается производство работ или нахождение рабочих под оборудованием, которое монтируется.

Металлические корпуса, части оборудования или лесов должны быть заземлены.

Электромонтажные работы рекомендовано выполнять в две стадии:

- в первой стадии производятся работы по монтажу опорных конструкций;
- во второй стадии выполняются работы по монтажу проводов.

Весь персонал должен пользоваться защитными касками, запрещается поправлять витки провода на барабане во время его раскатки.

При подвеске, визировании и закреплении проводов в населенных пунктах, на участке необходимо разместить соответствующие плакаты и выставить наблюдающих.

Запрещаются монтажные работы при приближении и во время грозы, а так же натяжение проводов при скорости ветра более 10–12 м/с.

Рассмотрим технику безопасности при работе на опорах:

Для того, чтобы определить прочность железобетонных опор и приставок, необходимо проверять отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры.

Подниматься на опору ВЛ 10/0,4 кВ и работать на ней разрешается только в тех случаях, когда имеется уверенность в достаточной устойчивости и прочности опоры.

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, трещины в бетоне и т. п.), определяются на месте производителем или руководителем работ.

Работы по усилению опоры при помощи растяжек рекомендовано выполнять без подъема на опору, то есть с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо

использовать для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Только после укрепления опоры разрешено поднятие по ней.

Подниматься на опору разрешено членам бригады, которые имеют группу по электробезопасности: при всех видах работ до верха опоры; при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях не отключенной ВЛ – не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м. Исключение составляют работы по окраске опор; при всех видах работ не выше 3 м от земли (до ног работающего).

Отдельные виды работ на высоте должны выполнять работники, которые имеют группы по электробезопасности, установленные настоящими Правилами для выполнения этих работ.

Во избежание падения, опоры, которые не рассчитаны на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвержены такому тяжению, должны быть предварительно укреплены.

Запрещено нарушать целостность проводов до укрепления опор.

При подъеме на железобетонную опору строп предохранительного пояса необходимо заводить за стойку или прикреплять к лазу.

При работах на изолирующих подвесках разрешено перемещаться по поддерживающим одноцепным и многоцепным (с двумя и более гирляндами изоляторов) и по натяжным многоцепным подвескам.

При работе на опоре рекомендовано пользоваться предохранительным поясом и опираться на оба когтя (лаза) в случае их применения.

При работе на стойке опоры располагаться рекомендовано таким образом, чтобы не терять из виду ближайшие провода, которые находятся под напряжением.

Запрещается на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла.

При работе на поддерживающей изолирующей подвеске строп

предохранительного пояса необходимо закрепить за траверсу. Если длина стропа недостаточна, необходимо пользоваться закрепленными за пояс двумя страховочными канатами. Один канат привязывают к траверсе, а второй, предварительно заведенный за траверсу, который подстраховывает члена бригады, опускают по мере необходимости.

Работа на одноцепной натяжной изолирующей подвеске допускается при использовании специальных приспособлений или лежа на ней и зацепившись ногами за траверсу для фиксации положения тела.

Окраску опоры с подъемом до ее верха могут выполнять члены бригады с группой II. При окраске опоры должны быть приняты меры для предотвращения попадания краски на изоляторы и провода.

Выбирать схему подъема груза и размещать подъемные блоки рекомендовано с таким расчетом, чтобы не возникали усилия, вызывающие повреждение опоры.

Запрещается при подъеме (или опускании) на траверсы проводов, тросов, а также при их натяжении находиться на этих траверсах или стойках под ними.

11.3 Мероприятия по охране окружающей среды

При эксплуатации ПС «Береговая» согласно ПУЭ 7-е изд. для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

При помощи передвижных средств должны удаляться масло и вода из маслоприемника без отвода масла.

Рекомендуется при этом выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Маслосборники должны быть закрытого типа и должны вмещать полный объём масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учётом получасового запаса) расхода воды от

средств пожаротушения. Так же они должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприёмника, ограждений и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

11.4 Расчет маслоприемника без отвода масла

Для начала определим высоту бортового ограждения маслоприемника трансформатора ТМН–6300/35.

Далее можно определить объем, который будет занимать масло, ведь мы знаем массу масла в трансформаторе $m = 10,2$ т и его плотность $\rho = 850$ кг/м³

Объем масла определяется по формуле:

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho}, \quad (116)$$

$$V_{TM} = \frac{10200}{850} = 12 \text{ м}^3.$$

Далее определяем площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника.

Длина А равна 5,4 м, ширина В равна 2,98 м и высота до крышки Н равна 5 м трансформатора. Величина Δ – показывает, на сколько габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования, в данном случае трансформатора (рисунок 6). При массе трансформаторного масла от 10 до 20 т величина $\Delta \geq 15$ м (п. 4.2.69 [5]).

Объем маслоприемника без отвода масла нужно рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора в течение 30 минут.

Площадь маслоприёмника определяется по формуле:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (117)$$

Габариты маслоприемника представлены на рисунке 12.

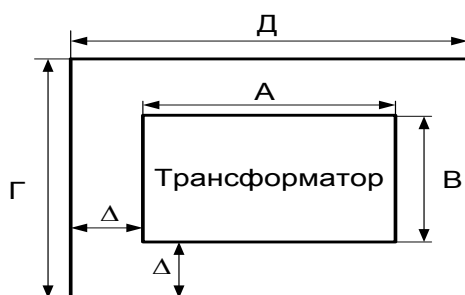


Рисунок 12 - Габариты маслоприёмника

$$S_{МП} = (5,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (2,98 + 2 \cdot 1,5) = 47,84 \text{ м}^2.$$

Площадь боковых поверхностей трансформатора:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \quad (118)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (5,4 + 2,98) \cdot 5 = 83,8 \text{ м}^2.$$

Объем воды, который необходим для тушения пожара трансформатора:

$$V_{\text{воды}} = k_n \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (119)$$

где k_n – интенсивность пожаротушения, нормируемого ПУЭ ($k_n = 0,2 \cdot 10^{-3}$ л/с·м²);

t – нормативное время пожаротушения, сек ($t = 1800$);

$S_{МП}$ – площадь маслоприемника, м²;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м².

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (47,84 + 83,8) = 50,66 \text{ м}^3.$$

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$h_{TM+вода} = \frac{V_{TM} + 0,8 \cdot V_{воды}}{S_{МП}}, \quad (120)$$

$$h_{TM+вода} = \frac{12 + 0,8 \cdot 50,66}{47,84} = 1,097 \text{ м.}$$

Выполняем маслоприёмник заглубленной конструкции. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее, чем на 50 мм. Отсюда высота маслоприемника равна:

$$h_{МП} = h_{TM+вода} + h_{Г} + h_{возд.п}, \quad (121)$$

где $h_{Г}$ – толщина гравийной подушки, м;

$h_{возд.п}$ – воздушная прослойка, м.

$$h_{МП} = 1,097 + 0,05 + 0,25 = 1,397 \text{ м.}$$

Эскиз исполнения маслоприемника без маслоотвода показан на рисунке 13.

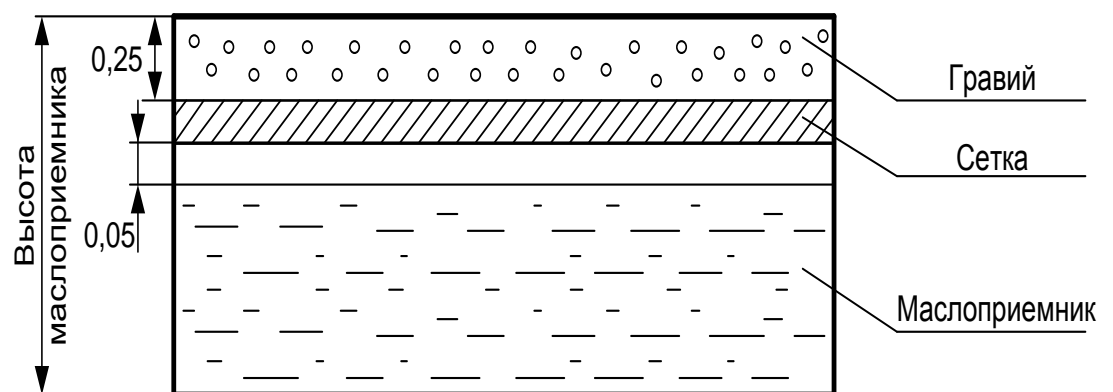


Рисунок 13 - Конструкция маслоприемника

11.5 Чрезвычайные ситуации

При возникновении пожара в электрических установках, которые могут оказаться под напряжением, рекомендовано руководствоваться следующими

правилами:

1. Тот, кто первый заметил возгорание, должен незамедлительно сообщить об этом в пожарную службу и старшему по смене. После этого он должен самостоятельно приступить к тушению пожара, имеющими у него подручными средствами.

2. Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала должен определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3. Когда был определен очаг возгорания, старший по смене лично или при помощи дежурного персонала должен проверить, включены ли автоматические системы пожаротушения. Далее старший по смене должен обеспечить безопасные условия персоналу и пожарным службам для тушения пожара, приступить к тушению пожара своими силами и назначить для встречи пожарных ответственного лицо.

4. До того, как прибудет на место возгорание пожарная служба, руководить тушением пожара обязан старший по смене предприятия, руководитель объекта.

5. Пожарная служба имеет право без разрешения отключать присоединения, на которых горит оборудование, но в последующем, должен уведомить руководство о принятых мерах и отключениях.

6. Пожарные подразделения при работе должны слушать указания старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования.

7. Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

8. Нельзя допускать проникновение пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, которые находятся под напряжением. Во время пожара должна быть усилена охрана территории, для того, чтобы не

допустить проникновению туда третьих лиц.

Трансформаторы и другие электроустановки, которые расположены рядом с источником возгорания, рекомендовано защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не рекомендуется тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской красного цвета.

Если загорелся кабель, провод и аппаратура на панелях, для начала, нужно снять с них напряжение, далее приступить к тушению и не допускать переход огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, которая установлена на них.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы «Реконструкция системы электроснабжения села Константиновка Константиновского района Амурской области в связи с ростом коммунально-бытовой нагрузки», был предложен вариант реконструкции сети.

По итогам расчета и анализа нагрузок было выявлено, что большинство трансформаторных подстанций не соответствует потребителям по категории надежности из-за количества трансформаторов, установленных на них. Поэтому была предложена замена данных трансформаторов, которая подразумевает питание потребителя, соответствующее требованиям необходимой категории по надежности.

В ходе анализа распределительных сетей 0,4 и 10 кВ была предложена полная замена неизолированных проводов марки АС на изолированные провода марки СИП, во избежание обрыва и схлестывания неизолированных проводов. Также, замена обусловлена техническим и моральным старением проводов. Провода 10 кВ также были проверены на термическую устойчивость токам короткого замыкания. Также произведена замена устаревших деревянных опор на железобетонные. Данный вид опор обладает рядом преимуществ: долговечность, высокая механическая прочность, возможность использования в любых регионах вне зависимости от климатических факторов, невысокая себестоимость производства, низкий уровень эксплуатационных расходов и широкий ассортимент.

Для обеспечения безопасности при эксплуатации ПС «Береговая», была спроектирована система заземления и молниезащиты, которая надежно защищает от прямых ударов молнии и повреждения электрическим током.

В ВКР были рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности в условиях выполнения работ по прокладке воздушных линий, а также при выполнении работ по реконструкции подстанции. Выполнен расчет маслоприемника без отвода масла .

В результате реализации мер, описанных в ВКР, можно обеспечить надежное, качественное и бесперебойное электроснабжение как существующих, так и новых потребителей, а также повысить пропускную способность сетей и при этом снизить потери напряжения и мощности.

Наиболее важным является то, что по результатам анализа ПС «Береговая» было выявлено устаревшее оборудование, что отрицательно сказывалось на нормальном функционировании подстанции, приводило к повышенным потерям электроэнергии в сети, а также к большим экономическим затратам на ремонт и обслуживание данного оборудования.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы мной были повторены и закреплены теоретические и практические знания по дисциплинам, пройденным в университете, непосредственно относящимся к выполнению поставленных задач в ВКР.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 РД-34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей»
- 2 Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ. Т.2. Москва, 2003. – 398с.
- 3 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.»
- 4 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие // В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2 – е изд. – М.: «Высшая школа», 1990. – 383 с.
- 5 Мясоедов, Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2007. – 192 с.
- 6 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций // Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 7 Киреев, Э. А., Орлов В.В., Старкова Л. Е. «Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «Энергетик», 2003.
- 8 Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001. –928 с.
- 9 Козловский, Н.Н., «Номенклатурный каталог», завод электротехнического оборудования, 2006 – 205 с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 11 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети // В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 12 Карякин, Р.Н., Солнцев В.И., «Заземляющие устройства промышленных электроустановок ».Москва, Энергоатомиздат 1989, – 263с.
- 13 Иманов, Г.М., Халилов Ф.Х., Таджибаев А. И. «Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей

- низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока», издательство Санкт-Петербург, 2003 г. – 31с.
- 14 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы.: учеб. пособие // В.Г. Китушин. – Н.: Издательство НГТУ, 2003. – 256с.
- 15 Трубицин, В.И. Надежность электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1997.
- 16 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
- 17 Постановление Департамента по тарифам Амурской области № 6/1 от 25.02.2019 г. «О единых (котловых) тарифах на услуги по передаче электрической энергии на территории Амурской области на 2020 год».
- 18 ГОСТ 12.0.003-74* ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».
- 19 СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки, 289 с.
- 20 ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность» 254 с.
- 21 Справочная книга для проектирования электрического освещения. под ред. Г.М. Кнорринга. – П.: «Энергия», 1976. – 384 с.
- 22 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150-00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», – 2001.
- 23 Нормы отвода земель для электросетей с напряжением 0,38–750 кВ №14278.
- 24 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник // Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 1 – Электрические нагрузки

Объект	n	$P_{уд}$	P	$tg\alpha$	Q	S
Жилой дом	1	10	10	0,2	2	10,2
Жилой дом	2	10	20	0,2	4	20,4
Жилой дом	16	2,7	52,2	0,2	10,44	53,23
Жилой дом	18	2,6	55,8	0,2	11,16	56,9
Жилой дом	27	2,15	71,5	0,2	24,02	75,43
Жилой дом	36	2,01	91,16	0,2	18,23	92,96
Жилой дом	40	1,95	90,15	0,2	18,03	91,94
Жилой дом со встроенной аптекой	16	-	49,92	0,2	11,53	51,23
Жилой дом со встроенным магазином	16	-	38,4	0,2	7,68	39,16
Гостиница	30	0,34	10,2	0,2	4,89	11,31
Школа	380	0,25	95	0,2	36,1	101,63
Маленькая школа	50	0,25	12,5	0,2	2,5	12,74
Магазин «Империя»	-	0,25	18,5	0,75	13,86	23,11
Магазин «Эдельвейс»	-	0,25	23,5	0,75	17,65	29,39
Магазин «Авоська»	-	0,25	9	0,75	6,75	11,25
Магазин «Ромашка»	-	0,25	19,6	0,75	14,7	24,5
Киоск на ул. Монтажная	-	0,25	8,6	0,75	6,45	10,75
Магазин «Агат»	-	0,25	21,4	0,75	16,05	26,75
Киоск возле больницы	-	0,25	7,1	0,75	5,33	8,88
Магазин на ул. Советская	-	0,25	11,3	0,75	8,48	14,13
Магазин «Виктория 1»	-	0,25	14,9	0,75	11,18	18,63
Магазин возле АЗС	-	0,25	16,7	0,75	12,53	20,9
Магазин «Амур»	-	0,25	6,5	0,75	4,88	8,13
Магазин возле автовокзала	-	0,25	11,1	0,75	8,33	13,88

Продолжение таблицы 1

Магазин «Виктория2»	-	0,25	22,6	0,75	16,95	28,25
Магазин «Фортуна»	-	0,25	29,5	0,75	22,13	36,88
Магазин «Молочный»	-	0,25	31,6	0,75	23,7	39,5
Магазин «Калина»	-	0,25	33,5	0,75	25,13	41,88
Магазин «Капитошка»	-	0,25	21,3	0,75	15,98	26,63
Магазин «Ласточка»	-	0,25	18,36	0,75	13,77	22,95
Салон связи МТС	-	0,25	12,7	0,75	9,53	15,88
Магазин автозапчастей	-	0,25	12,7	0,75	9,53	15,88
Магазин «Ангелина»	-	0,25	17,45	0,75	13,09	21,81
Магазин «Мойдодыр»	-	0,25	9,68	0,75	7,26	12,1
Магазин «Хозяюшка»	-	0,25	7,9	0,75	5,93	9,88
Магазин «Пивной»	-	0,25	5,47	0,75	4,1	6,84
Магазин «Хозяйственный»	-	0,25	37,65	0,75	28,24	47,06
Магазин «Любашка»	-	0,25	10,25	0,75	7,69	12,81
Магазин «Круглосуточный»	-	0,25	31,68	0,75	23,76	39,6
Магазин «Эльдорадо»	-	0,25	32,9	0,75	24,68	41,13
Магазин «Универмаг»	-	0,25	44,69	0,75	33,52	56,47
Магазин «Торговый»	-	0,25	19,7	0,75	14,78	24,63
Магазин «Перекресток»	-	0,25	11,45	0,75	8,59	14,31
Магазин «Луч»	-	0,25	8,4	0,75	6,3	10,5
Магазин «Мечта»	-	0,25	23,45	0,75	13,59	27,1
Магазин «Чистый мир»	-	0,25	32,45	0,75	24,34	40,56
Магазин «Любимый»	-	0,25	18,66	0,75	13,99	23,32
Магазин «Винный»	-	0,25	18,66	0,75	13,99	23,32
Магазин	-	0,25	16,58	0,75	12,44	20,73

Продолжение таблицы 1

Магазин «Транзит»	-	0,25	12,35	0,75	9,26	15,44
Магазин «Винный мир»	-	0,25	22,85	0,75	17,14	28,56
РОВД	-	0,043	11,57	0,9	10,41	15,56
Спортзал вольная борьба	-	0,36	34,92	0,92	32,13	47,45
ГИБДД	-	0,043	10,75	0,9	9,68	14,47
ГАИ	-	0,043	7,31	0,9	6,58	9,84
Вет.станция	-	0,043	4,13	0,9	3,72	5,56
МФЦ	-	0,054	9,72	0,87	8,46	12,89
Склад ГСМ	-	0,035	3,85	0,75	2,88	4,8
Склад	-	0,035	3,5	0,75	2,63	4,38
Интернат	120	0,25	30	0,9	27	40,36
Больница	300	0,55	165	0,73	120,45	204,28
Котельная	-	0,65	5,4	0,75	4,05	6,75
Насосная	-	0,88	9,3	0,75	6,98	11,63
Поликлиника	250	0,55	137,5	0,73	100,38	170,24
Детский дом	200	0,25	50	0,9	45	67,27
АЗС	-	0,88	50,1	0,75	37,57	62,62
Дом культуры	500	0,12	60	0,95	57	82,76
Райно	-	0,043	8,6	0,9	7,74	11,57
Управляющая компания	-	0,043	6,45	0,9	5,8	8,67
Столовая СПТУ	-	1,04	93,6	0,98	91,72	131,05
Почта	-	0,043	14,09	0,9	12,68	18,96
Администрация	-	0,043	19,7	0,9	17,73	26,05
Суд	-	0,043	19,7	0,9	17,73	26,05
Казначейство	-	0,043	14,9	0,9	13,41	20,04
Сбербанк	-	0,043	16,8	0,9	15,12	22,6
Сельский совет	-	0,043	14,46	0,9	13,01	19,45
С/х управление	-	0,043	18,75	0,9	16,88	25,23
Детский сад №1	180	0,46	82,8	0,25	20,7	85,35
Типография		0,043	21,56	0,9	19,4	29,01
Россельхозбанк	-	0,043	17,6	0,9	15,84	23,68
Кафе	-	0,47	75,8	0,9	68,22	101,98
Столовая	-	1,04	44,32	0,98	43,43	62,05
Пожарная часть	-	0,035	22,69	0,75	17,02	28,36
Церковь	-	0,04	8	0,8	6,4	10,25
Казачий колледж	200	0,46	92	0,8	73,6	117,8

Продолжение таблицы 1

Общежитие	250	0,3	75	0,25	18,75	77,3
Корейское общежитие	100	0,3	30	0,25	7,5	30,9
ДЭК	-	0,043	4,5	0,9	4,05	6,05
КРЭС	-	0,043	9,68	0,9	8,7	13,02
Гараж	-	-	0,5	0,18	0,09	0,17
Детский сад №2	200	0,46	92	0,25	23	95,83
Детский сад №3	150	0,46	69	0,25	17,25	71,12
Центральная	-	0,65	232,6	0,75	149,45	276,47

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица 2 – Электрические нагрузки на шинах 0,4 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар	S _P , кВА	S _{НОМ.ТП} , кВА
1-1	352,35	51,67	353,85	2x400
1-2	135,6	27,12	138,28	250
1-3	356,5	52,3	357,48	2x400
1-4	196,9	39,34	200,61	2x250
1-5	109,58	21,92	113,73	250
1-6	210,05	42,01	216,19	400
1-7	239,58	47,92	244,33	400
1-8	139,58	27,92	142,35	250
1-9	135,33	27,06	138,49	250
1-10	133,2	26,64	137,03	250
1-11	62,6	12,52	63,84	160
1-12	201,52	40,3	202,28	2x250
1-13	238,2	47,64	242,92	400
1-14	232,7	46,54	239,29	400
1-15	338,32	47,66	341,06	2x400
1-16	134,63	26,93	138,29	250
1-17	201,66	40,93	202,43	2x250
1-18	353,38	50,68	358,3	2x400
1-19	328,2	45,64	332,72	2x400
1-20	202,2	26,04	203,78	2x250
1-21	236,5	43,3	243,75	400
1-22	237,4	43,48	244,67	400
1-23	141,6	47,12	142,49	250
1-24	188,76	37,75	192,49	2x250
1-25	206,33	35,27	209,83	2x250
1-26	85,5	29,1	88,38	160
1-27	120,6	24,12	122,99	2x160
1-28	299,02	76,8	301,62	400
1-29	232,6	149,45	276,47	400
1-30	114,9	26,98	117,57	2x160
1-31	200,6	40,12	204,57	2x250
1-32	121,3	24,26	125,68	250
1-33	343,2	33,64	345,49	2x400
1-34	118,65	19,73	122,58	250
1-35	243,4	23,68	245,69	400
1-36	201,3	40,26	205,29	2x250
1-37	188,8	37,76	192,54	2x250
1-38	229,8	35,96	233,36	2x250
1-39	368,98	73,79	376,29	2x400
1-40	106,05	19,21	109,93	250
1-41	103,1	20,62	107,12	250
1-42	201,02	44,2	205,39	2x250

Продолжение таблицы 2

1-43	206,9	37,38	213,57	400
1-44	210,2	24,84	211,61	400
1-45	213,5	23,7	215,79	400
1-46	369,8	73,96	377,12	2x400
1-47	117,6	19,52	121,51	250
1-48	193,1	38,62	200,8	400
1-49	218,2	45,64	225,68	400
1-50	120,5	35,5	121,01	250
1-51	376,2	75,24	383,65	2x400
1-52	121,36	24,27	125,34	250
1-53	369,7	73,94	377,02	2x400
1-54	100,3	20,06	104,27	250
1-55	103,2	26,64	106,82	250
1-56	102,7	29,94	103,65	250
1-57	204,3	52,86	211,51	400
1-58	101,2	48,24	104,98	250
1-59	81,1	26,22	83,69	160

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица 3 – Выбор распределительных линий

Участок сети	$I_{расч.}, А$	$I_{дл.доп.}, А$	Сечение, мм ²	Марка
ТП 1-1	231,1	240	2x70	СИП-4
ТП 1-2	181,01	195	2x50	СИП-4
ТП 1-3	233,58	240	2x70	СИП-4
ТП 1-4	182,02	195	2x50	СИП-4
ТП 1-5	162,36	195	2x50	СИП-4
ТП 1-6	240,2	290	2x95	СИП-4
ТП 1-7	246,31	290	2x95	СИП-4
ТП 1-8	199,5	240	2x70	СИП-4
ТП 1-9	135,82	160	2x35	СИП-4
ТП 1-10	149,68	160	2x35	СИП-4
ТП 1-11	102,72	160	2x35	СИП-4
ТП 1-12	146,82	160	2x35	СИП-4
ТП 1-13	245,25	290	2x95	СИП-4
ТП 1-14	257,75	290	2x95	СИП-4
ТП 1-15	235,25	290	2x95	СИП-4
ТП 1-16	143,04	160	2x35	СИП-4
ТП 1-17	139,19	160	2x35	СИП-4
ТП 1-18	239,1	290	2x95	СИП-4
ТП 1-19	232,99	340	2x120	СИП-4
ТП 1-20	170,58	195	2x50	СИП-4
ТП 1-21	233,93	290	2x95	СИП-4
ТП 1-22	234,63	290	2x95	СИП-4
ТП 1-23	182,53	195	2x50	СИП-4
ТП 1-24	384,98	390	2x120	СИП-4
ТП 1-25	136,61	160	2x35	СИП-4
ТП 1-26	112,72	130	2x25	СИП-4
ТП 1-27	93,43	130	2x25	СИП-4
ТП 1-28	237,5	290	2x95	СИП-4
ТП 1-29	210,03	240	2x70	СИП-4
ТП 1-30	104,51	130	2x25	СИП-4
ТП 1-31	155,41	160	2x35	СИП-4
ТП 1-32	171,44	195	2x50	СИП-4
ТП 1-33	235,25	290	2x95	СИП-4
ТП 1-34	153,89	160	2x35	СИП-4
ТП 1-35	235,4	290	2x95	СИП-4
ТП 1-36	155,95	160	2x35	СИП-4
ТП 1-37	146,27	160	2x35	СИП-4
ТП 1-38	139,29	160	2x35	СИП-4
ТП 1-39	235,86	290	2x95	СИП-4
ТП 1-40	151,88	160	2x35	СИП-4
ТП 1-41	157,34	160	2x35	СИП-4
ТП 1-42	171,22	195	2x50	СИП-4

Продолжение таблицы 3

ТП 1-43	231,0	290	2x95	СИП-4
ТП 1-44	239,89	290	2x95	СИП-4
ТП 1-45	235,48	290	2x95	СИП-4
ТП 1-46	236,49	290	2x95	СИП-4
ТП 1-47	153,08	160	2x35	СИП-4
ТП 1-48	204,47	290	2x95	СИП-4
ТП 1-49	232,99	290	2x95	СИП-4
ТП 1-50	137,51	160	2x35	СИП-4
ТП 1-51	231,45	290	2x95	СИП-4
ТП 1-52	171,18	195	2x50	СИП-4
ТП 1-53	236,41	290	2x95	СИП-4
ТП 1-54	155,18	160	2x35	СИП-4
ТП 1-55	141,92	160	2x35	СИП-4
ТП 1-56	154,7	160	2x35	СИП-4
ТП 1-57	232,23	290	2x95	СИП-4
ТП 1-58	148,13	160	2x35	СИП-4
ТП 1-59	101,56	130	2x25	СИП-4

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица 4 – Число и мощность трансформаторов

Номер ТП	Расчётная мощность, кВА	Полная мощность на шинах 0.4 кВ, кВА	Трансформаторы
1-1	252,752	353,85	2хТМГ-400/6(10)/0,4
1-2	138,25	162,68	ТМ-250/6(10)/0,4
1-3	255,34	357,48	2хТМГ-400/6(10)/0,4
1-4	143,29	200,31	2хТМ-250/6(10)/0,4
1-5	113,73	133,8	ТМ-250/6(10)/0,4
1-6	216,19	254,34	ТМГ-400/6(10)/0,4
1-7	244,33	287,44	ТМГ-400/6(10)/0,4
1-8	142,35	167,47	ТМ-250/6(10)/0,4
1-9	138,49	162,93	ТМ-250/6(10)/0,4
1-10	137,03	161,21	ТМ-250/6(10)/0,4
1-11	63,84	75,1	ТМГ-160/6(10)/0,4
1-12	144,49	202,28	2хТМ-250/6(10)/0,4
1-13	242,92	285,79	ТМГ-400/6(10)/0,4
1-14	239,29	281,52	ТМГ-400/6(10)/0,4
1-15	243,6	341,06	2хТМГ-400/6(10)/0,4
1-16	138,29	162,69	ТМ-250/6(10)/0,4
1-17	144,59	202,43	2хТМ-250/6(10)/0,4
1-18	255,93	358,3	2хТМГ-400/6(10)/0,4
1-19	237,66	332,72	2хТМГ-400/6(10)/0,4
1-20	145,56	203,78	2хТМ-250/6(10)/0,4
1-21	286,76	243,75	ТМГ-400/6(10)/0,4
1-22	287,85	244,67	ТМГ-400/6(10)/0,4
1-23	167,64	142,49	ТМ-250/6(10)/0,4
1-24	137,49	192,49	2хТМ-250/6(10)/0,4
1-25	149,87	209,83	2хТМ-250/6(10)/0,4
1-26	103,97	88,38	ТМГ-160/6(10)/0,4
1-27	87,85	122,99	2хТМГ-160/6(10)/0,4
1-28	354,85	301,62	ТМГ-400/6(10)/0,4
1-29	325,26	276,47	ТМГ-400/6(10)/0,4
1-30	83,98	117,57	2хТМГ-160/6(10)/0,4
1-31	146,1	204,57	2хТМ-250/6(10)/0,4
1-32	146,86	125,68	ТМ-250/6(10)/0,4
1-33	246,78	345,49	2хТМГ-400/6(10)/0,4
1-34	144,21	122,58	ТМ-250/6(10)/0,4
1-35	289,05	245,69	ТМГ-400/6(10)/0,4
1-36	146,64	205,29	2хТМ-250/6(10)/0,4
1-37	137,53	192,54	2хТМ-250/6(10)/0,4
1-38	166,68	233,36	2хТМ-250/6(10)/0,4
1-39	268,77	376,29	2хТМГ-400/6(10)/0,4
1-40	129,33	109,93	ТМ-250/6(10)/0,4
1-41	126,02	107,12	ТМ-250/6(10)/0,4

Продолжение таблицы 4

1-42	146,7	205,39	2xTM-250/6(10)/0,4
1-43	251,26	213,57	TMГ-400/6(10)/0,4
1-44	246,95	211,61	TMГ-400/6(10)/0,4
1-45	253,87	215,79	TMГ-400/6(10)/0,4
1-46	269,37	377,12	2xTMГ-400/6(10)/0,4
1-47	142,95	121,51	TM-250/6(10)/0,4
1-48	236,23	200,8	TMГ-400/6(10)/0,4
1-49	265,5	225,68	TMГ-400/6(10)/0,4
1-50	142,36	121,01	TM-250/6(10)/0,4
1-51	274,03	383,65	2xTMГ-400/6(10)/0,4
1-52	147,46	125,34	TM-250/6(10)/0,4
1-53	269,3	377,02	2xTMГ-400/6(10)/0,4
1-54	122,67	104,27	TM-250/6(10)/0,4
1-55	125,67	106,82	TM-250/6(10)/0,4
1-56	121,94	103,65	TM-250/6(10)/0,4
1-57	248,83	211,51	TMГ-400/6(10)/0,4
1-58	123,5	104,98	TM-250/6(10)/0,4
1-59	98,46	83,69	TMГ-160/6(10)/0,4

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица 5 – Полная мощность ТП 10 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$S_{ТП}^{10}$, кВА
1-1	352,35	51,67	3,65	29,17	366,53
1-2	135,6	27,12	2,003	9,53	168,71
1-3	356,5	52,3	3,69	28,75	370,16
1-4	196,9	39,34	2,4	18,24	210,74
1-5	109,58	21,92	1,75	10,24	139,31
1-6	210,05	42,01	2,63	14,55	263,12
1-7	239,58	47,92	2,94	18,72	298,90
1-8	139,58	27,92	2,05	13,89	174,6
1-9	135,33	27,06	2,005	13,35	169,82
1-10	133,2	26,64	1,98	13,16	167,98
1-11	62,6	12,52	1,11	3,17	77,81
1-12	201,52	40,3	2,43	18,53	212,98
1-13	238,2	47,64	2,92	18,78	296,25
1-14	232,7	46,54	2,88	18,26	291,88
1-15	338,32	47,66	3,5	26,57	352,47
1-16	134,63	26,93	2,003	13,33	169,54
1-17	201,66	40,93	2,43	18,55	213,32
1-18	353,38	50,68	3,70	29,29	370,73
1-19	328,2	45,64	3,4	25,30	343,53
1-20	202,2	26,04	2,45	18,75	211,04
1-21	236,5	43,3	2,54	13,77	252,81
1-22	237,4	43,48	2,55	13,87	253,78
1-23	141,6	47,12	1,82	11,11	155,62
1-24	188,76	37,75	2,32	17,14	202,39
1-25	206,33	35,27	2,52	19,65	219,34
1-26	85,5	29,1	1,23	4,39	95,67
1-27	120,6	24,12	1,62	8,51	128,81
1-28	299,02	76,8	3,08	20,87	319,97
1-29	232,6	49,45	2,83	17,59	287,23
1-30	114,9	26,98	1,63	8,78	124,44
1-31	200,6	40,12	2,46	18,87	215,67
1-32	121,3	24,26	1,69	9,48	131,76
1-33	343,2	33,64	3,55	27,26	354,32
1-34	118,65	19,73	1,66	9,18	127,27
1-35	243,4	23,68	2,56	13,98	251,09
1-36	201,3	40,26	2,47	18,97	216,04
1-37	188,8	37,76	2,32	17,15	202,45
1-38	229,8	35,96	2,83	23,40	243,53
1-39	368,98	73,79	3,93	32,26	394,73
1-40	106,05	19,21	1,58	8,15	114,82
1-41	103,1	20,62	1,56	7,93	112,37
1-42	201,02	44,2	2,47	18,99	217,25

Продолжение таблицы 5

1-43	206,9	37,38	2,31	10,66	221,16
1-44	210,2	24,84	2,29	10,46	216,80
1-45	213,5	23,7	2,33	10,88	220,84
1-46	369,8	73,96	3,94	32,39	395,62
1-47	117,6	19,52	1,66	9,12	126,45
1-48	193,1	38,62	2,22	9,47	208,64
1-49	218,2	45,64	2,39	11,86	235,22
1-50	120,5	35,5	1,65	9,07	130,51
1-51	376,2	75,24	4,02	33,52	402,64
1-52	121,36	24,27	1,69	9,46	131,43
1-53	369,7	73,94	3,94	32,38	395,52
1-54	100,3	20,06	1,54	7,71	109,39
1-55	103,2	26,64	1,56	7,9	113,75
1-56	102,7	29,94	1,54	7,67	111,7
1-57	204,3	52,86	2,29	10,47	229,86
1-58	101,2	48,24	1,55	7,77	120,35
1-59	81,1	26,22	1,19	3,94	90,08

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица 6 – Токи КЗ

Номер ТП	Точка КЗ	$I_{покз}$, кА	$i_{уд}$, кА
1-1	К-3	3,39	6,56
	К-4	0,46	0,72
1-2	К-5	1,3	2,65
	К-6	0,13	0,42
1-3	К-7	3,22	6,52
	К-8	0,38	0,69
1-4	К-9	4,49	7,01
	К-10	0,62	0,89
1-5	К-11	5,01	7,58
	К-12	0,68	0,87
1-6	К-13	4,01	6,75
	К-14	0,51	0,82
1-7	К-15	4,03	6,77
	К-16	0,55	0,86
1-8	К-17	4,46	6,89
	К-18	0,59	0,87
1-9	К-19	3,96	6,57
	К-20	0,48	0,77
1-10	К-21	4,48	7,39
	К-22	0,65	0,83
1-11	К-23	0,9	1,65
	К-24	0,03	0,22
1-12	К-25	5,69	7,88
	К-26	0,83	0,95
1-13	К-27	5,76	7,91
	К-28	0,86	0,98
1-14	К-29	6,76	8,91
	К-30	1,66	1,98
1-15	К-31	6,81	8,94
	К-32	1,72	2,01
1-16	К-33	4,31	6,75
	К-34	0,71	0,92
1-17	К-35	4,11	6,85
	К-36	0,61	0,92
1-18	К-37	4,33	6,91
	К-38	0,82	1,05
1-19	К-39	4,03	6,77
	К-40	0,53	0,84
1-20	К-41	4,23	6,97
	К-42	0,73	1,01
1-21	К-43	4,34	6,92
	К-44	0,75	1,03

Продолжение таблицы 6

1-22	К-45	1,03	2,77
	К-46	0,21	0,42
1-23	К-47	0,83	1,39
	К-48	0,15	0,31
1-24	К-49	4,42	6,95
	К-50	0,81	1,04
1-25	К-51	4,02	6,76
	К-52	0,52	0,83
1-26	К-53	3,83	5,86
	К-54	0,39	0,74
1-27	К-55	3,51	5,35
	К-56	0,38	0,57
1-28	К-57	6,01	8,75
	К-58	2,51	2,82
1-29	К-59	0,53	1,19
	К-60	0,05	0,11
1-30	К-61	0,63	1,29
	К-62	0,07	0,15
1-31	К-63	6,82	8,76
	К-64	1,35	1,72
1-32	К-65	6,21	7,60
	К-66	0,82	1,63
1-33	К-67	5,21	6,60
	К-68	0,72	1,53
1-34	К-69	7,76	9,91
	К-70	2,66	2,98
1-35	К-71	6,23	7,91
	К-72	2,15	2,63
1-36	К-73	5,33	6,71
	К-74	1,96	2,23
1-37	К-75	3,31	5,45
	К-76	0,31	0,52
1-38	К-77	3,01	5,25
	К-78	0,21	0,32
1-39	К-79	3,43	5,59
	К-80	0,41	0,65
1-40	К-81	7,56	9,71
	К-82	2,46	2,78
1-41	К-83	6,32	7,95
	К-84	1,67	1,83
1-42	К-85	3,81	5,45
	К-86	0,43	0,52
1-43	К-87	4,91	7,15
	К-88	0,65	0,97
1-44	К-89	4,93	7,17
	К-90	0,67	1,2
1-45	К-91	5,93	8,17
	К-92	0,87	1,9

Продолжение таблицы 6

1-46	K-93	6,03	8,47
	K-94	0,97	2,09
1-47	K-95	6,31	8,68
	K-96	1,07	2,39
1-48	K-97	3,51	5,25
	K-98	0,33	0,42
1-49	K-99	5,13	7,72
	K-100	0,74	1,35
1-50	K-101	7,31	9,68
	K-102	2,07	2,59
1-51	K-103	7,54	9,88
	K-104	2,57	2,79
1-52	K-105	7,83	9,99
	K-106	2,87	2,94
1-53	K-107	6,35	7,52
	K-108	1,87	1,94
1-54	K-109	9,54	11,88
	K-110	3,57	3,79
1-55	K-111	5,52	7,58
	K-112	1,74	1,97
1-56	K-113	7,51	9,57
	K-114	2,76	2,98
1-57	K-115	7,82	9,78
	K-116	2,86	3,08
1-58	K-117	6,81	7,74
	K-118	1,65	1,98
1-59	K-119	1,31	1,45
	K-120	0,16	0,25