

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ поселка Чульман Республики Саха (Якутия).

| | | |
|---|---------------|---------------|
| Исполнитель студент группы 842-об3 | _____ | А.В. Шевчук |
| | подпись, дата | |
| Руководитель профессор, канд.техн.наук | _____ | Ю.В. Мясоедов |
| | подпись, дата | |
| Консультант по безопасности и экологичности доцент, канд.техн.наук | _____ | А.Б. Булгаков |
| | подпись, дата | |
| Нормоконтроль доцент, канд.техн.наук | _____ | А.Н. Козлов |
| | подпись, дата | |

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Шевчука Александра Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ поселка Чульман Республики Саха (Якутия)

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: план района проектирования, однолинейная схема ОРУ Чульманской ТЭЦ, нагрузки потребителей поселка Чульман

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, расчет электрических нагрузок потребителей поселка Чульман, низковольтное электроснабжение, выбор числа и мощности трансформаторов на ТП, компенсация реактивной мощности, выбор схемы и конструкции ТП, электроснабжение 10(6) кВ, расчет токов короткого замыкания, выбор электрических аппаратов на стороне 6 кВ КРУН Чульманской ТЭЦ, выбор электрических аппаратов на трансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ, релейная защита линий 6 кВ, заземление трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): план района реконструкции, схемы вариантов электроснабжения 6 кВ, однолинейная схема сети 6 кВ, однолинейная схема ОРУ Чульманской ТЭЦ 110/35/6 кВ, план трансформаторной подстанции № 6 6/0,4 кВ, микропроцессорная защита ВЛ 6 кВ.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Булгаков А.Б. - Безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, руководитель, профессор, кандидат технических наук

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 91 с, 4 рисунков, 36 таблиц, 34 источника.

РАСЧЕТНАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, УДАРНЫЙ ТОК, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТЫ.

В бакалаврской работе рассмотрены вопросы электроснабжения посёлка Чульман Республики Саха (Якутия). Работа содержит общую характеристику посёлка, электроснабжение посёлка, расчет и выбор КТПН, расчёт токов КЗ и выбор оборудования, релейная защита и автоматика, расчёт заземления, эксплуатация электрооборудования систем электроснабжения, безопасность жизнедеятельности, экологические требования к проектируемому объекту.

При проектировании схемы электроснабжения были учтены многочисленные факторы:

- определена расчетная нагрузка;
- произведено технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения. По минимальным затратам был выбран наиболее оптимальный вариант (петлевая схема);
- произведен выбор оборудования и аппаратов защиты.

В бакалаврской работе были рассмотрены вопросы эксплуатации электрооборудования, релейной защиты, безопасности жизнедеятельности и экологии.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Определения, обозначения, сокращения | 6 |
| Введение | 7 |
| 1 Общая характеристика района проектирования | 9 |
| 1.1 Характеристика потребителей района проектирования | 9 |
| 1.2 Характеристика климата района проектирования | 9 |
| 2 Расчет электрических нагрузок потребителей поселка Чульман | 10 |
| 2.1 Исходные данные для анализа нагрузок | 10 |
| 2.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий | 10 |
| 2.3 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытового сектора | 13 |
| 2.4 Расчет электрических нагрузок промышленного сектора | 15 |
| 2.5 Определение нагрузок уличного освещения | 15 |
| 3 Низковольтное электроснабжение | 16 |
| 3.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения | 16 |
| 3.2 Определение расчетных мощностей на участках линий | 16 |
| 3.3 Выбор площади сечений линий 0,4 кВ | 19 |
| 3.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП | 24 |
| 4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП | 26 |
| 5 Компенсация реактивной мощности | 28 |
| 6 Выбор схемы и конструкции ТП | 30 |
| 7 Электроснабжение 10(6) кВ | 31 |
| 7.1 Выбор номинального напряжения | 31 |
| 7.2 Потери мощности в трансформаторах | 31 |
| 7.3 Расчет электрических нагрузок на стороне 6 кВ | 32 |
| 7.4 Выбор схемы сети 6 кВ и выбор сечений | 33 |
| 7.5 Техничко-экономическое сравнение вариантов | 36 |
| 8 Расчет токов короткого замыкания | 41 |
| 8.1 Расчетная схема и схема замещения электрической сети | 41 |
| 8.2 Расчет параметров схемы замещения | 41 |

| | |
|--|----|
| 8.3 Расчет токов трехфазного короткого замыкания в сети 6 кВ | 44 |
| 8.4 Расчет токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ | 46 |
| 9 Выбор электрических аппаратов на стороне 6 кВ КРУН Чульманской ТЭЦ | 49 |
| 9.1 Выключатель 6 кВ | 49 |
| 9.2 Трансформаторы тока 6 кВ | 51 |
| 9.3 Трансформаторы напряжения 6 кВ | 53 |
| 9.4 Ограничители перенапряжения 6 кВ | 54 |
| 9.5 Опорные изоляторы КРУН 6 кВ | 55 |
| 9.6 Жесткая ошиновка 6 кВ | 56 |
| 10 Выбор электрических аппаратов на трансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ | 58 |
| 10.1 Разъединители 6 кВ | 58 |
| 10.2 Выключатели нагрузки 6 кВ | 60 |
| 10.3 Предохранители 6 кВ | 61 |
| 10.4 Автоматические выключатели 0,4 кВ | 63 |
| 11 Релейная защита линий 6 кВ | 66 |
| 11.1 Максимальная токовая защита | 66 |
| 11.2 Токовая отсечка | 68 |
| 11.3 Защита нулевой последовательности | 69 |
| 12 Заземление трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ | 71 |
| 13 Безопасность и экологичность | 75 |
| 13.1 Безопасность | 75 |
| 13.1.1 Меры безопасности при замене кабельных линий 0,4 кВ | 75 |
| 13.1.2 Меры безопасности при замене воздушных линий 6/0,4 кВ | 77 |
| 13.2 Экологичность | 79 |
| 13.3 Чрезвычайные ситуации | 81 |
| Заключение | 87 |
| Библиографический список | 89 |

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЛЗ – воздушные линии электропередачи напряжением 6-20 кВ выполняемые защищенными проводами;

ВЛИ – воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами;

ВН – высокое напряжение;

ГН – график нагрузки

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

РЗ – релейная защита;

СИП – самонесущие изолированные провода;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЦЭН - центр электрических нагрузок.

ВВЕДЕНИЕ

Электроснабжение производственных предприятий и населённых пунктов в сельской местности имеет свои особенности по сравнению с электроснабжением промышленности и городов. Главная из них – это необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных по большой территории. В результате протяжённость сетей в расчёте на единицу мощности потребителей во много раз превышает эту величину в других отраслях народного хозяйства.

От рационального решения проблемы электроснабжения сельского хозяйства в значительной степени зависит экономическая эффективность применения электроэнергии в сельском хозяйстве и быту сельского населения.

Достигнутый уровень развития электрических сетей сельского хозяйства позволил электрифицировать практически всех потребителей. Существующие сети в основном магистральные. По линиям 6 кВ питается большинство потребителей.

Реконструкция системы электроснабжения поселка Чульман улучшит надёжность электроснабжения и уменьшит частоту необходимости проведения ремонтных работ на воздушных и кабельных линиях.

Актуальность работы состоит в необходимости провести реконструкцию сетей 6/0,4 кВ поселка Чульман для повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды в связи с изношенностью сетей. Цель работы – провести реконструкцию системы электроснабжения поселка Чульман.

Для реализации цели работы решены следующие задачи:

- Расчёт электрических нагрузок;
- Расчёт токов КЗ;
- Выбор и проверка оборудования и средств РЗА;
- Выполнен раздел безопасность и экологичность

Пути решения поставленных задач:

- рассмотрение данных по нагрузкам в сети 6/0,4 кВ;
- выбор сечений проводов и кабелей, их проверка по допустимой потере напряжения;
- расчёт токов КЗ и выбор оборудования в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»;
- выбор типов защит в сети 6/0,4 кВ и их исполнения;
- расчёт уставок срабатывания выбираемых защит;
- расчёт выручки от реализации, прибыли, налоговых выплат;
- соблюдение норм экологичности и безопасности при реконструкции сетей 0,4 и 6 кВ.

Ожидаемые результаты проекта:

- сокращение технических потерь электроэнергии,
- увеличение надёжности сетей 6 кВ,
- улучшении качества электроэнергии в сети 6/0,4 кВ.

В работе использованы:

- MS Office Word 2016;
- MS Visio 2016;
- Mathcad 14;

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика потребителей района проектирования

Поселок Чульман расположен в Республике Саха (Якутия) в Нерюнгринском районе. Население поселка составляет 7,5 тысяч человек.

Поселок питается от ПС Чульман, присоединенной к ОРУ Чульманской ГРЭС. Она является собственностью АО ДГК, входящего в группу РусГидро. ЧГРЭС является частью Якутской энергосистемы.

1.2 Характеристика климата района проектирования

Практически вся Якутия лежит в зоне вечной мерзлоты, толщина которой местами достигает 500 и более метров, а амплитуда колебаний температуры превышает 100 градусов – зимой воздух охлаждается до минус 60°C, а летом нагревается до плюс 40°C.

- 1) Толщина стенки гололеда: 35 мм
- 2) Среднегодовая скорость ветра: 2,7 м/с
- 3) Минимальная температура: -61,4 °C
- 4) Среднегодовая температура: -6,9 °C
- 5) максимальная температура: 35,2 °C

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПОСЁЛКА ЧУЛЬМАН

2.1 Исходные данные для анализа нагрузок

В таблице 1 приведены данные по нагрузке потребителей поселка Чульман для каждого наименования объекта.

Таблица 1. Данные о нагрузке на вводе в здания.

| Наименование объекта | Номер на плане | Кол-во | P, кВт |
|-------------------------------|----------------|--------|--------|
| Частный дом, 60м ² | 1 | 41 | 10 |
| Гараж, 10м ² | 2 | 24 | 5 |
| Больничный комплекс | 3 | 1 | 280 |
| Школа | 4 | 1 | 250 |
| Музыкальная школа | 5 | 1 | 45 |
| Коттедж 100м ² | 6 | 9 | 14 |
| Жилой дом 24 квартиры | 7 | 5 | |
| Жилой дом 8 квартир | 8 | 18 | |
| Жилой дом 12 квартир | 9 | 4 | |
| Жилой дом 40 квартир | 10 | 2 | |
| Жилой дом 18 квартир | 11 | 5 | |
| Поликлиника | 12 | 1 | 15 |
| Магазин | 13 | 4 | 8 |
| Склад | 14 | 1 | 40 |
| Гаражный кооператив | 15 | 1 | 85 |
| Дом престарелых | 16 | 1 | 36 |

2.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчет электрических нагрузок будет осуществляться в соответствии с руководящими указаниями (РД 34.20.184-94) на примере объекта №7 на плане. Это здание состоит из 24-х квартир. Они оборудованы электрическими плитками мощностью до 8,5 кВт. Дом оборудован 2 насосами мощностью 3 кВт. Лифтовых установок нет.

Для жилых многоквартирных домов обеспечивается расчёт соответствующего значения нагрузки по формулам, имеющим вид, кВт:

$$P_{\text{ст.у}} = k_c \sum_1^n P_{\text{ст.у}} \quad (1)$$

$$P_{\text{ст.у}} = 1 \cdot (3 + 3) = 6 \text{ кВт.}$$

где k_c - коэффициент спроса, в данном случае равен 1.

$P_{\text{ст.у}}$ – установленная мощность электроустановок.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома P_c определяется по формуле:

$$P_c = P_{\text{п.л}} + P_{\text{ст.у}}, \quad (2)$$

$$P_c = 0 + 6 = 6 \text{ кВт.}$$

где $P_{\text{п.л}}$ - Мощность лифтовых установок, кВт

$P_{\text{ст.у}}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Для данного дома $P_{\text{п.л}}$ будет равна нулю.

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв. уд.}} \cdot n, \quad (3)$$

$$P_{\text{кв}} = 3,1 \cdot 24 = 74,4 \text{ кВт}$$

где $P_{\text{кв. уд.}}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий) кВт/квартира

n - количество квартир.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома, кВт:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y P_c, \quad (4)$$

$$P_{p.ж.д} = 74,4 + 0,9 \cdot 6 = 79,8 \text{ кВт.}$$

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 силовых электроприемников (равен 0,9).

Расчетная реактивная мощность для данного объекта будет равна:

$$Q_{p.ж.д} = P_{p.ж.д} \cdot tg\varphi, \quad (5)$$

$$Q_{p.ж.д} = 79,8 \cdot 0,2 = 15,96 \text{ квар,}$$

где $tg\varphi$ - расчетный коэффициент реактивной мощности (для жилых домов с электрическими плитами равен 0,2).

Полная расчетная мощность объекта №7 будет равна:

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2}, \quad (6)$$

$$S_{p.ж.д} = \sqrt{79,8^2 + 15,96^2} = 81,38 \text{ кВА.}$$

Необходимые для расчета исходные данные приведены в таблице 2.

Таблица 2. Нагрузка жилых домов.

| Наименование об-та | № на плане | Кол-во | K_y | $N_{\text{лифт}}$ | $N_{\text{нас}}$ | $K_{\text{с. насос}}$ | $P_{\text{нас}}$ | $P_{\text{кв. уд. кВт}}$ | $tg\varphi$ |
|--------------------------|------------|--------|-------|-------------------|------------------|-----------------------|------------------|--------------------------|-------------|
| Жилой дом 24 квартиры | 7 | 5 | 0,9 | 0 | 2 | 1 | 3 | 3,1 | 0,2 |

| | | | | | | | | | |
|-------------------------------|----|----|-----|---|---|-----|---|-----|-----|
| Жилой дом 8 квартир | 8 | 18 | 0,9 | 0 | 2 | 1 | 3 | 5 | 0,2 |
| Жилой дом 12 квартир | 9 | 4 | 0,9 | 0 | 2 | 1 | 3 | 4,3 | 0,2 |
| Жилой дом 40 квартир | 10 | 2 | 0,9 | 0 | 4 | 0,8 | 3 | 2,6 | 0,2 |
| Жилой дом 18 квартир | 11 | 5 | 0,9 | 0 | 3 | 0,9 | 3 | 3,7 | 0,2 |
| Частный дом, 60м ² | 1 | 41 | 0,9 | 0 | | | | 10 | 0,2 |
| Коттедж 100м ² | 6 | 9 | 0,9 | 0 | | | | 14 | 0,2 |

Объектов со восторженными предприятиями в данном районе нет.

Расчеты по остальным жилым зданиям произведены таким образом и приведены в таблице 3.

Таблица 3. Полная расчетная мощность жилых зданий.

| Наименование об-та | № на плане | Расчётная нагрузка | | |
|-------------------------------|------------|--------------------|---------------|--------------|
| | | Рр,ж.д, кВт | Qр,ж.д., квар | Sp,ж.д., кВА |
| Жилой дом 24 квартиры | 7 | 79,8 | 15,9 | 81,3 |
| Жилой дом 8 квартир | 8 | 45,4 | 9 | 46,3 |
| Жилой дом 12 квартир | 9 | 57 | 11,4 | 58,1 |
| Жилой дом 40 квартир | 10 | 112,6 | 22,5 | 114,9 |
| Жилой дом 18 квартир | 11 | 74 | 14,7 | 75,3 |
| Частный дом, 60м ² | 1 | 10 | 2 | 10,2 |
| Коттедж 100м ² | 6 | 14 | 2,8 | 14,2 |

2.3 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытового сектора

Расчет будет производиться на примере общеобразовательной школы (№4 на плане), рассчитанной на 1000 учащихся. Расчетная нагрузка определяется по формуле:

$$P_{зд} = P_{уд} \cdot n_{мест} \quad (7)$$

$$P_{зд} = 0,25 \cdot 1000 = 250 \text{ кВт,}$$

где $P_{уд}$ – удельная нагрузка, кВт/место (для общеобразовательных учреждений с электрифицированными столовыми и спортзалами равна 0,25)

$n_{мест}$ – количество мест

Расчетная реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_p = P_p \cdot tg\varphi, \quad (8)$$

$$Q_p = 250 \cdot 0,38 = 95 \text{ квар},$$

Где $tg\varphi$ - расчетный коэффициент реактивной мощности(для образовательных учреждений с электроплитами и спортзалами равен 0,38).

Полная расчетная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (9)$$

$$S_p = \sqrt{250^2 + 95^2} = 267 \text{ кВА}$$

Все необходимые данные для расчета представлены в таблице 4.

Таблица 4. Данные для расчета нагрузок общественных зданий.

| Наименование объекта | Номер на плане | У.е. | Кол-во у.е. | $P_{уд}$, кВт/у.е. | $tg\varphi$ |
|-------------------------|----------------|----------------|-------------|---------------------|-------------|
| Гараж, 10м ² | 2 | М ² | 10 | 0,5 | 0,2 |
| Больничный комплекс | 3 | место | 100 | 2,8 | 0,43 |
| Школа | 4 | место | 1000 | 0,25 | 0,38 |
| Музыкальная школа | 5 | место | 100 | 0,46 | 0,25 |
| Поликлиника | 12 | М ² | 275 | 0,06 | 0,43 |
| Магазин | 13 | М ² | 220 | 0,25 | 0,75 |
| Склад | 14 | М ² | 800 | 0,05 | 0,53 |
| Гаражный кооператив | 15 | М ² | 170 | 0,5 | 0,2 |
| Дом престарелых | 16 | место | 100 | 0,36 | 0,43 |

Расчеты по нагрузкам этих объектов будут проводиться аналогичным образом. Все результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица 5. Результаты расчетов нагрузок общественных зданий.

| Наименование об-та | № на плане | Расчётная нагрузка | | |
|-------------------------|------------|----------------------|-----------------------|----------------------|
| | | P _p , кВт | Q _p , квар | S _p , кВА |
| Гараж, 10м ² | 2 | 5 | 1 | 5,1 |
| Больничный комплекс | 3 | 280 | 120,4 | 305 |
| Школа | 4 | 250 | 95 | 267,4 |
| Музыкальная школа | 5 | 46 | 11,5 | 47,4 |
| Поликлиника | 12 | 16,5 | 7 | 18 |
| Магазин | 13 | 55 | 41,2 | 68,8 |
| Склад | 14 | 40 | 21,2 | 45,3 |
| Гаражный кооператив | 15 | 85 | 17 | 86,7 |
| Дом престарелых | 16 | 36 | 15,5 | 40 |

2.4. Расчет электрических нагрузок промышленных предприятий

В поселке Чульман нет промышленных предприятий.

2.5 Определение нагрузок уличного освещения

Для определения нагрузки на шинах 0.4 кВ на ТП необходимо также учитывать и нагрузку уличного освещения.

Произведем расчет нагрузки уличного освещения по формуле:

$$P_{y.o.} = p_{y.o.} \cdot l, \quad (10)$$

где $p_{y.o.}$ – норма уличного освещения, $p_{y.o.} = 11$ кВт/км (для поселковых улиц с асфальтобитумным покрытием шириной проезжей части 7 м);

l – длина улицы

Общая длина улиц данного района составляет 3961 м.

$$P_{y.o.} = 11 \cdot 3,961 = 43,57 \text{ кВт.}$$

Уличное освещение будет запитано от разных ТП, в зависимости от их расположения и прокладки линий питания.

3 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

3.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

В ходе выбора трасс прохождения линий 6 кВ, мною было принято решение провести линии более коротким путем вдоль проезжей части, что позволило запитать не 8 ТП, как было до реконструкции, а 7. Это выглядит более выгодно с точки зрения обслуживания и экономии.

3.2 Определение расчетных мощностей на участках линий

В таблице 6 представлены необходимые данные для расчета мощностей на участках линий.

Таблица 6. Данные для определения расчетных мощностей линий.

| № ТП | Наименование об-та | № на плане | Кол-во объектов | P _p , кВт | Q _p , квар |
|------|-------------------------------|------------|-----------------|----------------------|-----------------------|
| ТП-1 | Частный дом, 60м ² | 1 | 23 | 10 | 2 |
| | Гараж, 10м ² | 2 | 7 | 5 | 1 |
| | Коттедж 100м ² | 6 | 6 | 14 | 2,8 |
| | Жилой дом 8 квартир | 8 | 6 | 45,4 | 9 |
| | Жилой дом 12 квартир | 9 | 4 | 57 | 11,4 |
| | Магазин | 13 | 1 | 55 | 41,2 |
| ТП-2 | Частный дом, 60м ² | 1 | 3 | 10 | 2 |
| | Гараж, 10м ² | 2 | 6 | 5 | 1 |
| | Жилой дом 8 квартир | 8 | 8 | 45,4 | 9 |
| | Склад | 14 | 1 | 40 | 21,2 |
| ТП-3 | Школа | 4 | 1 | 250 | 95 |
| | Музыкальная школа | 5 | 1 | 46 | 11,5 |
| ТП-4 | Частный дом, 60м ² | 1 | 11 | 10 | 2 |
| | Гараж, 10м ² | 2 | 10 | 5 | 1 |
| | Коттедж 100м ² | 6 | 3 | 14 | 2,8 |
| | Жилой дом 8 квартир | 8 | 2 | 45,4 | 9 |
| | Жилой дом 40 квартир | 10 | 1 | 112,6 | 22,5 |

| | | | | | |
|------|-------------------------------|----|---|-------|-------|
| | Жилой дом 18 квартир | 11 | 5 | 74 | 14,7 |
| | Поликлиника | 12 | 1 | 16,5 | 7 |
| | Магазин | 13 | 2 | 55 | 41,2 |
| ТП-5 | Частный дом, 60м ² | 1 | 5 | 10 | 2 |
| | Магазин | 13 | 1 | 55 | 41,2 |
| | Гараж, 10м ² | 2 | 1 | 5 | 1 |
| | Жилой дом 24 квартиры | 7 | 5 | 79,8 | 15,9 |
| | Жилой дом 8 квартир | 8 | 2 | 45,4 | 9 |
| | Жилой дом 40 квартир | 10 | 1 | 112,6 | 22,5 |
| | Гаражный кооператив | 15 | 1 | 85 | 17 |
| ТП-6 | Больничный комплекс | 3 | 1 | 280 | 120,4 |
| | Дом престарелых | 16 | 1 | 36 | 15,5 |

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяется по формуле:

$$P_{р.л} = P_{зд.маx} + \sum_1^n k_{yi} P_{зди}, \quad (11)$$

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

$P_{зди}$ - расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов.

Для примера произведем расчет мощности на линии питания потребителей 1, 2, 8, 9.

$$P_{р.л} = 57 + 14 \cdot 0,9 \cdot 10 + 3 \cdot 0,9 \cdot 5 + 0,9 \cdot 45,4 = 237 \text{ кВт.}$$

Реактивная нагрузка линии равна:

$$Q_{p.l} = Q_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зДi}, \quad (12)$$

$$Q_{p.l} = 11,4 + 14 \cdot 0,9 \cdot 2 + 3 \cdot 0,9 \cdot 1 + 0,9 \cdot 9 = 47,4 \text{ квар.}$$

Полная расчетная мощность равна:

$$S_{p.l} = \sqrt{237^2 + 47,4^2} = 242 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета представлены в таблице 7.

Таблица 7. Расчетные мощности участков линий.

| № линии | Объект, (кол-во) | $P_{зд.макс}$ кВт | $Q_{зд.макс}$ квар | $P_{зДi}$, кВт | $Q_{зДi}$, квар | K_{yi} | $P_{p.l}$, кВт | $Q_{p.l}$, квар | $S_{p.l}$, кВА |
|---------|---------------------|----------------------|-----------------------|--------------------|---------------------|----------|-----------------|------------------|-----------------|
| ТП-1 | | | | | | | | | |
| 1 | 1(14), 2(3), 8, 9 | 57 | 11,4 | 200,5 | 40 | 0,9 | 237 | 47,4 | 242 |
| 2 | 1(4), 2(3), 6 | 14 | 2,8 | 55 | 11 | 0,9 | 63,5 | 12,7 | 65 |
| 3 | 1, 6(2), 8, 9 | 57 | 11,4 | 83,5 | 16,6 | 0,9 | 132 | 26,4 | 135 |
| 4 | 1(3), 6(2), 8, 9(2) | 57 | 11,4 | 160,5 | 32 | 0,9 | 201,5 | 40,2 | 205,5 |
| 5 | 1, 2, 8(3), 13 | 55 | 41,2 | 151,5 | 30 | 0,8 | 176,2 | 65,2 | 188 |
| ТП-2 | | | | | | | | | |
| 6 | 14 | 40 | 21,2 | | | | 40 | 21,2 | 45,3 |
| 7 | 2(2), 8(4) | 45,5 | 9 | 146,5 | 29 | 0,9 | 177,4 | 35,1 | 181 |
| 8 | 2, 8(3) | 45,5 | 9 | 96 | 19 | 0,9 | 132 | 26,1 | 134,5 |
| 9 | 1(3), 2(3), 8 | 45,5 | 9 | 45 | 9 | 0,9 | 86 | 17,1 | 87,7 |
| ТП-3 | | | | | | | | | |
| 10 | 4 | 250 | 95 | | | | 250 | 95 | 267,4 |
| 11 | 5 | 46 | 11,5 | | | | 46 | 11,5 | 47,4 |
| ТП-4 | | | | | | | | | |
| 12 | 1(9), 2(8), 6, 8 | 45,5 | 9 | 144 | 28,8 | 0,9 | 175 | 35 | 178,5 |
| 13 | 12, 13, 11(2) | 74 | 14,7 | 145,5 | 62,9 | 0,9 | 205 | 71,3 | 217 |
| 14 | 2, 6(2), 10 | 112,6 | 22,5 | 33 | 6,6 | 0,9 | 142,3 | 28,5 | 145,1 |
| 15 | 1, 2, 8, 13 | 55 | 41,2 | 60,5 | 12 | 0,8 | 103,4 | 51 | 115,2 |
| 16 | 11(3) | 74 | 14,7 | 148 | 29,4 | 0,9 | 207 | 41 | 211 |
| ТП-5 | | | | | | | | | |
| 17 | 1, 2, 8(2), 10 | 112,6 | 22,5 | 106 | 21 | 0,9 | 208 | 41,4 | 212 |
| 18 | 1(3), 15 | 85 | 17 | 30 | 6 | 0,8 | 109 | 21,8 | 111 |
| 19 | 1, 7(2) | 79,8 | 15,9 | 89,8 | 17,9 | 0,9 | 160,6 | 32 | 163,8 |
| 19,1 | 7(3) | 79,8 | 15,9 | 159,6 | 31,8 | 0,9 | 223,4 | 44,5 | 227,8 |
| 20 | 13 | 55 | 41,2 | | | | 55 | 41,2 | 69 |
| ТП-6 | | | | | | | | | |
| 21 | 3 | 280 | 120,4 | | | | 280 | 120,4 | 305 |
| 22 | 16 | 36 | 15,5 | | | | 36 | 15,5 | 39,2 |

3.3 Выбор площади сечений линий 0,4 кВ

Температура в поселке Чульман может опускаться более чем до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, поэтому кабель должен выдерживать температуру до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$. В этом случае мы будем использовать кабель АПвВнг(А)-LS-ХЛ для кабельных линий.

Расшифровка кабеля АПвВнг(А)-LS-ХЛ:

- А – алюминиевая токопроводящая жила
- Пв – изоляция из сшитого полиэтилена
- В – оболочка из поливинилхлоридного пластика
- нг – не распространяет горение при групповой прокладке
- (А) – класс пожарной безопасности категория А
- LS – с пониженным дымо- и газовыделением (low smoke)
- ХЛ – холодостойкое исполнение (температура эксплуатации до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Помимо низкой температуры необходимо учесть то, что старые деревянные опоры необходимо заменить на железобетонные, поэтому для воздушных линий будут использоваться каблели СИП-2, которые также выдерживают температуру $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Расшифровка кабеля СИП-2:

- С – самонесущий
- И – изолированный
- П – провод
- 2 - тип конструктивного исполнения

Согласно РД 34.20.184-94 сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока и проверяться по допустимому длительному току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Проверим провода по допустимому длительному току. Проводить расчет будем на примере линии 1 ТП-1. Для того, что найти расчетный ток необходимо:

Найти потери активной и реактивной мощности (ΔP_l , ΔQ_l):

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{(P_{\text{р.л}}^2 + Q_{\text{р.л}}^2) \cdot L \cdot R}{U^2 \cdot 1000}, \quad (13)$$

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{(237^2 + 47,4^2) \cdot 0,45 \cdot 0,132}{0,4^2 \cdot 1000} = 21,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{(P_{\text{р.л}}^2 + Q_{\text{р.л}}^2) \cdot L \cdot X}{U^2 \cdot 1000}, \quad (14)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{(237^2 + 47,4^2) \cdot 0,45 \cdot 0,0587}{0,4^2 \cdot 1000} = 9,6 \text{ квар},$$

где L – длина линии, км

U – номинальное напряжение сети.

R и X – активное и реактивное сопротивление линий.

Далее необходимо определить приведенную активную и реактивную мощность, а затем и полную приведенную мощность по формулам 15, 16 и 17 соответственно.

$$P_{\text{нр.л}} = P_{\text{р.л}} + \Delta P_{\text{л}}, \quad (15)$$

$$P_{\text{нр.л}} = 237 + 21,8 = 259 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{нр.л}} = Q_{\text{р.л}} + \Delta Q_{\text{л}}, \quad (16)$$

$$Q_{\text{нр.л}} = 47,4 + 9,6 = 57 \text{ квар},$$

$$S_{\text{нр.л}} = \sqrt{P_{\text{нр.л}}^2 + Q_{\text{нр.л}}^2}, \quad (17)$$

$$S_{\text{нр.л}} = \sqrt{280,5^2 + 66,7^2} = 265,4 \text{ кВА},$$

Теперь мы можем определить расчетный ток по формуле:

$$I_p = \frac{S_{прив.л.}}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (18)$$

$$I_p = \frac{265,4}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 383,1 \text{ А.}$$

Результаты расчетов по всем линиям приведены в таблице 8.

Таблица 8. Расчетные токи.

| № линии | Объект, (кол-во) | dP, кВт | $\Delta Q_{л}$, квар | $S_{прл}$, кВА | R, Ом/км | X, Ом/км | L, км | I_p , А |
|---------|---------------------|---------|-----------------------|-----------------|----------|----------|-------|-----------|
| ТП-1 | | | | | | | | |
| 1 | 1(14), 2(3), 8, 9 | 43,5 | 19,3 | 288,8 | 0,132 | 0,0587 | 0,45 | 383,1 |
| 2 | 1(4), 2(3), 6 | 5,7 | 0,6 | 70,4 | 0,62 | 0,0625 | 0,35 | 101,6 |
| 3 | 1, 6(2), 8, 9 | 12,6 | 1,7 | 147,4 | 0,443 | 0,0612 | 0,25 | 212,8 |
| 4 | 1(3), 6(2), 8, 9(2) | 17 | 4 | 222,8 | 0,258 | 0,0602 | 0,25 | 321,7 |
| 5 | 1, 2, 8(3), 13 | 19,8 | 2 | 198,7 | 0,326 | 0,0606 | 0,15 | 286,8 |
| ТП-2 | | | | | | | | |
| 6 | 14 | 0,8 | 0,04 | 46 | 1,24 | 0,0662 | 0,05 | 66,4 |
| 7 | 2(2), 8(4) | 15,4 | 5,4 | 197 | 0,167 | 0,0592 | 0,45 | 284,2 |
| 8 | 2, 8(3) | 11 | 2 | 145,7 | 0,326 | 0,0606 | 0,3 | 210,3 |
| 9 | 1(3), 2(3), 8 | 7,4 | 0,8 | 95 | 0,62 | 0,0625 | 0,25 | 137,3 |
| ТП-3 | | | | | | | | |
| 10 | 4 | 4,6 | 1,3 | 272,2 | 0,206 | 0,0596 | 0,05 | 393 |
| 11 | 5 | 2,6 | 0,14 | 50 | 1,24 | 0,0662 | 0,15 | 72,2 |
| ТП-4 | | | | | | | | |
| 12 | 1(9), 2(8), 6, 8 | 18 | 4,2 | 197 | 0,258 | 0,0602 | 0,35 | 284 |
| 13 | 12, 13, 11(2) | 7,77 | 3,5 | 225,5 | 0,132 | 0,0587 | 0,2 | 325,4 |
| 14 | 2, 6(2), 10 | 14,6 | 2 | 160 | 0,443 | 0,0612 | 0,25 | 230,7 |
| 15 | 1, 2, 8, 13 | 9,5 | 1,8 | 124,5 | 0,326 | 0,0606 | 0,35 | 180 |
| 16 | 11(3) | 7,4 | 3,3 | 219,1 | 0,132 | 0,0587 | 0,2 | 316,3 |
| ТП-5 | | | | | | | | |
| 17 | 1, 2, 8(2), 10 | 14,5 | 3,4 | 227 | 0,167 | 0,0592 | 0,2 | 320,3 |
| 18 | 1(3), 15 | 6,8 | 0,9 | 118 | 0,443 | 0,0612 | 0,2 | 170,4 |
| 19 | 1, 7(2) | 3,4 | 0,9 | 167,3 | 0,206 | 0,0596 | 0,1 | 241,6 |
| 19,1 | 7(3) | 4,3 | 1,9 | 232,4 | 0,132 | 0,0587 | 0,1 | 335,5 |
| 20 | 13 | 2,7 | 0,15 | 71 | 1,24 | 0,0662 | 0,075 | 102,5 |
| ТП-6 | | | | | | | | |
| 21 | 3 | 12 | 3,5 | 317,1 | 0,206 | 0,0596 | 0,1 | 457,8 |
| 22 | 16 | 3 | 0,16 | 42 | 1,24 | 0,0662 | 0,25 | 60,6 |

Для того, чтобы выбрать кабель с нужным сечением необходимо при выборе придерживаться правила: расчетный ток линии должен быть всегда меньше длительно допустимого тока кабеля.

Значения длительно допустимого тока берутся из справочных данных, оставленных производителем кабеля. Производитель кабеля АПВВнг предлагает при расчете допустимого тока учитывать температуру окружающей среды. Поэтому неравенство будет выглядеть следующим образом:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \cdot K \quad (19)$$

где K - температурный коэффициент (берем из таблицы 1.3.3 ПУЭ 7-го издания, принимаем равным 1),

Тогда длительно допустимый ток линии 17 ТП-5 будет равен:

$$I_{доп} = 341 \text{ А}$$

$$I_{расч} = 320,6 \text{ А} < 341 \text{ А}$$

В данном случае сечение провода подобрано верно, так как соблюдается неравенство. Для остальных линий проведем такой же расчет с учетом поправочных коэффициентов, выберем сечения, которые должны подчиняться неравенству $I_{расч} < I_{доп}$.

Также необходимо проверить линии по потери напряжения, которые не должны превышать 10%. Расчет осуществляется по следующим формулам:

$$\Delta U = \frac{S_{max} \cdot l}{U_n} (R_o \cdot \cos \varphi + X_o \cdot \sin \varphi), \quad (20)$$

где S_{max} – расчетная мощность участка линии, кВА

l – длина линии, км

U_H – номинальное напряжение сети, кВ

$\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – средневзвешенное значение коэффициента мощности.

$$\Delta U\% = \frac{100 \cdot \Delta U}{U_{ном}}, \quad (21)$$

Для 1 линии ТП-1 проведем расчет потерь напряжения:

$$\Delta U = \frac{242 \cdot 0,45}{0,4} \cdot (0,132 \cdot 0,98 + 0,0587 \cdot 0,2) = 38,4 \text{ В.}$$

$$\Delta U\% = \frac{100 \cdot 38,4}{400} = 9,6\%$$

Результаты всех этих расчетов приведены в таблице 9.

Таблица 9. Сечения, марки кабелей и потери напряжения.

| № линии | Объект, (кол-во) | $I_p, \text{ А}$ | $I_{доп}, \text{ А}$ | $l, \text{ мм}^2$ | Линия | Марка кабеля | $L, \text{ км}$ | $\Delta U\%$ |
|---------|---------------------|------------------|----------------------|-------------------|-------|-----------------|-----------------|--------------|
| ТП-1 | | | | | | | | |
| 1 | 1(14), 2(3), 8, 9 | 383,1 | 515 | 240 | ВЛ | СИП-2 | 0,45 | 9,6 |
| 2 | 1(4), 2(3), 6 | 101,6 | 160 | 50 | ВЛ | СИП-2 | 0,35 | 8,8 |
| 3 | 1, 6(2), 8, 9 | 212,8 | 240 | 70 | ВЛ | СИП-2 | 0,25 | 9,4 |
| 4 | 1(3), 6(2), 8, 9(2) | 321,7 | 340 | 120 | ВЛ | СИП-2 | 0,25 | 8,5 |
| 5 | 1, 2, 8(3), 13 | 286,8 | 300 | 95 | ВЛ | СИП-2 | 0,15 | 5,8 |
| ТП-2 | | | | | | | | |
| 6 | 14 | 66,4 | 114 | 25 | КЛ | АПВВнг(А)-LS-ХЛ | 0,05 | 1,7 |
| 7 | 2(2), 8(4) | 284,2 | 436 | 185 | ВЛ | СИП-2 | 0,45 | 9 |
| 8 | 2, 8(3) | 210,3 | 300 | 95 | ВЛ | СИП-2 | 0,3 | 8,4 |
| 9 | 1(3), 2(3), 8 | 137,3 | 195 | 50 | ВЛ | СИП-2 | 0,25 | 8,5 |
| ТП-3 | | | | | | | | |
| 10 | 4 | 393 | 395 | 150 | КЛ | АПВВнг(А)-LS-ХЛ | 0,05 | 1,8 |
| 11 | 5 | 72,2 | 114 | 25 | КЛ | АПВВнг(А)-LS-ХЛ | 0,15 | 5,5 |
| ТП-4 | | | | | | | | |
| 12 | 1(9), 2(8), 6, 8 | 284 | 340 | 120 | ВЛ | СИП-2 | 0,35 | 10 |
| 13 | 12, 13, 11(2) | 325,4 | 515 | 240 | ВЛ | СИП-2 | 0,2 | 3,8 |
| 14 | 2, 6(2), 10 | 230,7 | 240 | 70 | ВЛ | СИП-2 | 0,25 | 10 |
| 15 | 1, 2, 8, 13 | 180 | 300 | 95 | ВЛ | СИП-2 | 0,35 | 8,4 |
| 16 | 11(3) | 316,3 | 515 | 240 | ВЛ | СИП-2 | 0,2 | 3,7 |
| ТП-5 | | | | | | | | |

| | | | | | | | | |
|------|----------------|-------|-----|-----|----|-----------------|-------|-----|
| 17 | 1, 2, 8(2), 10 | 320,3 | 346 | 185 | КЛ | АПВВнг(А)-LS-ХЛ | 0,2 | 4,7 |
| 18 | 1(3), 15 | 170,4 | 198 | 70 | КЛ | АПВВнг(А)-LS-ХЛ | 0,2 | 6,2 |
| 19 | 1, 7(2) | 241,6 | 271 | 150 | КЛ | АПВВнг(А)-LS-ХЛ | 0,1 | 2,2 |
| 19,1 | 7(3) | 335,5 | 346 | 240 | КЛ | АПВВнг(А)-LS-ХЛ | 0,1 | 2 |
| 20 | 13 | 102,5 | 130 | 25 | ВЛ | СИП-2 | 0,075 | 4 |
| ТП-6 | | | | | | | | |
| 21 | 3 | 457,8 | 523 | 150 | КЛ | АПВВнг(А)-LS-ХЛ | 0,1 | 4 |
| 22 | 16 | 60,6 | 130 | 25 | ВЛ | СИП-2 | 0,25 | 7,5 |

В результате проверки проводов на потери напряжения, пришлось заменить некоторые кабели на кабели с большим сечением, так как она не подходила условиям проверки. В таблице 9 приведен окончательный выбор кабелей, которые подходят и по длительно допустимому току, и по потерям напряжения, которые для всех кабелей составляют не более 10 %.

3.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Для того, чтобы рассчитать нагрузку на шинах ТП необходимо учитывать и осветительную нагрузку, которую мы рассчитали ранее, причем от каждой ТП питаются разные участки освещения. По плану района проектирования я определил эти участки и рассчитал осветительную нагрузку для каждой ТП, тем же способом, который применял в пункте 2.5.

Необходимые данные для расчета берем из таблицы 6.

Определим активную расчетную мощность на шинах ТП-1:

$$P_{ТП} = P_{зд.макс} + \sum_1^n k_{yi} P_{зди} + P_{осв} \quad (22)$$

$$P_{ТП} = 57 + 847,4 \cdot 0,9 + 10,8 = 830,5 \text{ кВт}$$

где $P_{зд.макс}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, подключенных к трансформаторной подстанции, кВт;

$P_{зди}$, - расчетные нагрузки всех других зданий, питаемых от подстанции, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных строений или жилых домов;

$P_{осв}$ – нагрузка освещения, питаемого от ТП, кВт.

По аналогичной формуле определяется и расчетная реактивная мощность на шинах ТП, но без учета осветительной нагрузки:

$$Q_{ТП} = Q_{зд,max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зdi}, \quad (23)$$

$$Q_{ТП} = 41,2 + 0,9 \cdot 169,4 = 193,6 \text{ квар},$$

где $Q_{зд,max}$ - наибольшая реактивная нагрузка здания из числа зданий, подключенных к трансформаторной подстанции, квар;

$Q_{зdi}$, - расчетные реактивные нагрузки всех других зданий, питаемых от подстанции, квар.

Теперь находим полную расчетную нагрузку на шинах ТП:

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2} \quad (24)$$

$$S_{ТП} = \sqrt{830,5^2 + 193,6^2} = 852,7 \text{ кВА}.$$

Все данные для расчета и их результаты приведены в таблице 10.

Таблица 10. Расчетные нагрузки на шинах 0,4 кВ.

| № ТП | $P_{зд,max}$, кВт | $Q_{зд,max}$, квар | $P_{зdi}$, кВт | $Q_{зdi}$, квар | K_y | $P_{осв}$, кВт | $P_{ТП}$, кВт | $Q_{ТП}$, квар | $S_{ТП}$, кВА |
|------|-----------------------|------------------------|--------------------|---------------------|-------|--------------------|----------------|-----------------|----------------|
| ТП-1 | 57 | 41,2 | 847,4 | 169,4 | 0,9 | 10,8 | 830,5 | 193,7 | 852,7 |
| ТП-2 | 45,5 | 21,2 | 417,8 | 84 | 0,9 | 6,3 | 427,8 | 96,8 | 438,6 |
| ТП-3 | 250 | 95 | 46 | 11,5 | 0,7 | 1 | 283,2 | 103 | 301,4 |
| ТП-4 | 112,6 | 41,2 | 789,3 | 161,4 | 0,9 | 12 | 835 | 186,5 | 855,5 |
| ТП-5 | 112,6 | 41,2 | 684,8 | 148 | 0,9 | 10,2 | 739,1 | 174,4 | 759,4 |
| ТП-6 | 280 | 120,4 | 36 | 15,5 | 0,8 | 1,2 | 310 | 132,8 | 337,2 |

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП

В поселке Чульман присутствуют потребители 2 и 3 категории. Для этих потребителей на ТП рекомендуется устанавливать 2 трансформатора. Мощность трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$S_T = \frac{S_{ТП}}{N_T \cdot K_3} \quad (25)$$

где $S_{ТП}$ – полная расчетная мощность на шинах ТП;

N_T – количество трансформаторов на ТП;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме.

Коэффициент загрузки для двух трансформаторов должен быть в пределах от 60 % до 80% их номинальной мощности.

Коэффициент загрузки выбранного трансформатора в нормальном и послеаварийном или ремонтном режимах необходимо проверять после выбора трансформатора. Допускается перегрузка трансформатора не более чем на 40 % 6 часов в сутки в течение 5 суток.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме определяется по формуле:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{N_T \cdot S_{НОМ}} = [0,6 - 0,8] \quad (26)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора.

В послеаварийном режиме для 2-х и более трансформаторов:

$$K_{3ПА} = \frac{S_{ТП}}{(N_T - 1) \cdot S_{НОМ}} \leq 1,4 \quad (27)$$

Произведем выбор числа и мощности трансформаторов на примере ТП-1. От данной ТП питаются потребители только 3 категории надежности, поэтому нет необходимости в наличии второго трансформатора.

$$S_T = \frac{852,7}{1 \cdot 0,8} = 1066 \text{ кВА.}$$

Для сокращения количества перебоев электропитания путем уменьшения необходимости технического обслуживания трансформатора, вместо трансформаторов ТМ ставим трансформаторы ТМГ.

Исходя из расчета выберем трансформатор ТМГ – 1250/6. Проверим его загрузку:

$$K_3 = \frac{852,7}{1 \cdot 1250} = 0,68 = [0,6 - 0,8]$$

Выбранный нами трансформатор ТМГ – 1250/6 для ТП-1 подходит по условиям загрузки, поэтому примем к установке его.

Аналогичным образом выберем трансформаторы для остальных ТП. Результаты приведены в таблице 11.

Таблица 11. Выбор мощности и количества трансформаторов.

| № ТП | $S_{ТП}$, кВА | N_T | S_T , кВА | $S_{НОМ}$, кВА | K_3 | $K_{3/ПА}$ |
|------|----------------|-------|-------------|-----------------|-------|------------|
| ТП-1 | 852,7 | 1 | 1066 | 1250 | 0,68 | - |
| ТП-2 | 438,6 | 1 | 548 | 630 | 0,69 | - |
| ТП-3 | 301,4 | 2 | 189 | 250 | 0,603 | 1,2 |
| ТП-4 | 855,5 | 2 | 535 | 630 | 0,68 | 1,35 |
| ТП-5 | 759,4 | 1 | 950 | 1000 | 0,76 | - |
| ТП-6 | 337,2 | 2 | 211 | 250 | 0,67 | 1,35 |

5 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для того, чтобы определить необходимость установки устройств, компенсирующих реактивную мощность, нужно определить коэффициент реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети $-tg\varphi$.

В соответствии с приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380 «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) для отдельных энергопотребителей», предельно-допустимая величина для шин 0,4 кВ - 0,35.

Коэффициент рассчитывается по формуле:

$$tg\varphi = \frac{Q_{p.ТП}}{P_{p.ТП}}, \quad (28)$$

Определим коэффициент реактивной мощности для ТП-1:

$$tg\varphi = \frac{193,7}{830,5} = 0,23$$

Для данной ТП установка КУ не требуется. Если же коэффициент $tg\varphi$ будет больше, чем 0,35, то потребуются установка КУ, и его требуемую мощность можно определить по формуле:

$$Q_{\text{треб.ТП}} = Q_{p.ТП} - P_{p.ТП} \cdot tg\varphi_{\text{пред}}, \quad (29)$$

где $tg\varphi_{\text{пред}}$ – предельный коэффициент реактивной мощности, равен 0,35.

Определим для этой же ТП требуемую мощность КУ:

$$Q_{\text{треб.ТП}} = 193,7 - 830,5 \cdot 0,35 = -96,97 \text{ квар.}$$

Если требуемая мощность получилась отрицательной, то установка устройств КРМ не требуется.

Для остальных ТП проведем аналогичные расчеты и приведем их результаты в таблице 12.

Таблица 12. КРМ в сети 0,4 кВ.

| № ТП | $P_{р.ТП}$, кВт | $Q_{р.ТП}$, квар | $tg\varphi$ | $Q_{\text{треб.ТП}}$, квар | $Q_{\text{ку}}$, квар |
|------|------------------|-------------------|-------------|-----------------------------|------------------------|
| ТП-1 | 830,5 | 193,7 | 0,23 | -97 | 0 |
| ТП-2 | 427,8 | 96,8 | 0,22 | -52,93 | 0 |
| ТП-3 | 283,2 | 103 | 0,36 | 3,88 | 5 |
| ТП-4 | 835 | 186,5 | 0,22 | -106,3 | 0 |
| ТП-5 | 739,1 | 174,4 | 0,24 | -84,3 | 0 |
| ТП-6 | 310 | 132,8 | 0,42 | 24,3 | 30 |

По результатам расчета, я определил, что установка УКРМ требуется на ТП-3 и ТП-6.

6 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Для эксплуатации я выбрал однотрансформаторные и двухтрансформаторные КТПН (комплектная трансформаторная подстанция наружной установки) с секционированием выключателем нагрузки по стороне ВН и автоматическим выключателем по стороне НН. Схемы КТПН указаны на рисунке 1 и на графическом листе. особенность КТПН заключается в том, что она устанавливается и эксплуатируется только снаружи зданий. Конструкция КТПН может работать при любых погодных условиях, при различных перепадах температуры, а также при обильных осадках и наличии сильного ветра, что целесообразно для погодных условий поселка Чульман.

Расположение всех КТПН указано на плане электроснабжения поселка Чульман.

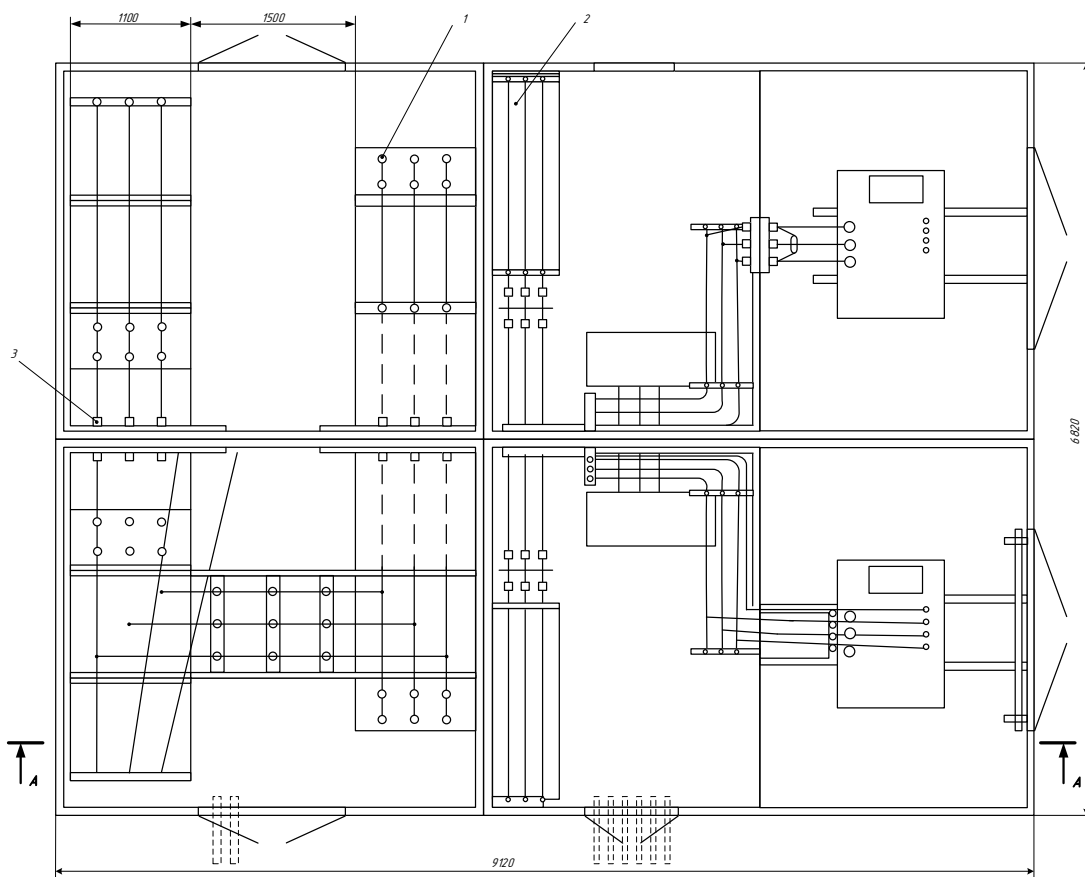


Рисунок 1. План КТПН.

7 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ 10(6) КВ

7.1 Выбор номинального напряжения

На данный момент электрические сети поселка Чульман имеют напряжение 6 кВ. Так как с каждым годом население поселка уменьшается и роста нагрузок в течении 5 лет не ожидаются, то переход на напряжение 10 кВ в рамках реконструкции системы электроснабжения не целесообразно.

7.2 Потери мощности на трансформаторах

Для того, чтобы определить нагрузку на стороне 6 кВ, необходимо найти потери в трансформаторах ТП. Они суммируются с нагрузкой на шинах 0,4 кВ.

Активные потери в трансформаторе рассчитываются по формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (30)$$

где ΔP_X - потери холостого хода, кВт (берутся их паспортных данных трансформатора);

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, кВт (берутся их паспортных данных трансформатора).

Реактивные потери в трансформаторах, рассчитываются как:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (31)$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода, квар;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания, квар.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (32)$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

I_x - ток холостого хода, берётся из паспорта трансформатора, %.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_k}{100}, \quad (33)$$

где U_k - напряжение короткого замыкания, %.

Произведем расчет потерь в трансформаторе ТМГ – 1250/6 на ТП-1.

$$\Delta P_X = 1,6 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_K = 14,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_T = 1,6 + 0,68^2 \cdot 14,7 = 8,4 \text{ кВт}.$$

$$\Delta Q_X = 1250 \cdot \frac{0,5}{100} = 6,25 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_K = 1250 \cdot \frac{5,5}{100} = 68,75 \text{ квар}.$$

$$\Delta Q_T = 6,25 + 0,68^2 \cdot 68,75 = 38,4 \text{ квар}.$$

Аналогичным образом проводим расчет для всех трансформаторов оставшихся ТП. Паспортные данные и результаты расчетов приведены в таблице 13.

Таблица 13. Потери в трансформаторах.

| № ТП | N _T | S _{ном} , кВА | I _x , % | U _k , % | ΔP _X , кВт | ΔP _K , кВт | K _з | ΔP _T , кВт | ΔQ _T , квар |
|------|----------------|------------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|-----------------------|----------------|-----------------------|------------------------|
| ТП-1 | 1 | 1250 | 0,5 | 5,5 | 1,6 | 14,7 | 0,68 | 8,4 | 38,4 |
| ТП-2 | 1 | 630 | 0,5 | 5,5 | 1,0 | 8,0 | 0,69 | 4,9 | 19,9 |
| ТП-3 | 2 | 250 | 0,5 | 5,0 | 0,55 | 4,0 | 0,603 | 2 | 5,8 |
| ТП-4 | 2 | 630 | 0,5 | 5,5 | 1,0 | 8,0 | 0,68 | 4,7 | 19,1 |
| ТП-5 | 1 | 1000 | 0,5 | 5,5 | 1,4 | 10,6 | 0,76 | 7,5 | 36,7 |
| ТП-6 | 2 | 250 | 0,5 | 5,0 | 0,55 | 4,0 | 0,67 | 2,4 | 6,9 |

7.3 Расчет электрических нагрузок на стороне 6кВ

На основе данных, представленных в таблицах 10 и 13, мы можем рассчитать нагрузку на стороне ВН с помощью формулы:

$$S_{ВН\ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + n \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + n \cdot \Delta Q_{ТП})^2}, \quad (34)$$

где n – количество трансформаторов ТП.

Рассчитаем нагрузку на стороне ВН для ТП-1:

$$S_{ВН\ ТП} = \sqrt{(830,5 + 1 \cdot 8,4)^2 + (193,7 + 1 \cdot 38,4)^2} = 871 \text{ кВА.}$$

Аналогично производим расчет для остальных ТП и представляем результаты в таблицу 14.

Таблица 14. Нагрузка на стороне 6 кВ.

| № ТП | N _T | ΔP_T , кВт | ΔQ_T , квар | $S_{ВН.ТП}$, кВА |
|------|----------------|--------------------|---------------------|-------------------|
| ТП-1 | 1 | 8,4 | 38,4 | 871 |
| ТП-2 | 1 | 4,9 | 19,9 | 449 |
| ТП-3 | 2 | 2 | 5,8 | 310 |
| ТП-4 | 2 | 4,7 | 19,1 | 874 |
| ТП-5 | 1 | 7,5 | 36,7 | 776 |
| ТП-6 | 2 | 2,4 | 6,9 | 345 |

7.4 Выбор схемы сети 6 кВ и выбор сечений

Выбор схемы электроснабжения будет осуществляться с помощью технико-экономического расчета двух вариантов.

В качестве первого варианта представлена двухлучевая магистральная схема сетей 6 кВ с двухцепными линиями. Схема имеет невысокую надёжность, но обеспечивает возможность последующего развития. В качестве второго варианта рассматривается петлевая схема сети 6 кВ с одноцепными линиями с взаимным резервированием.

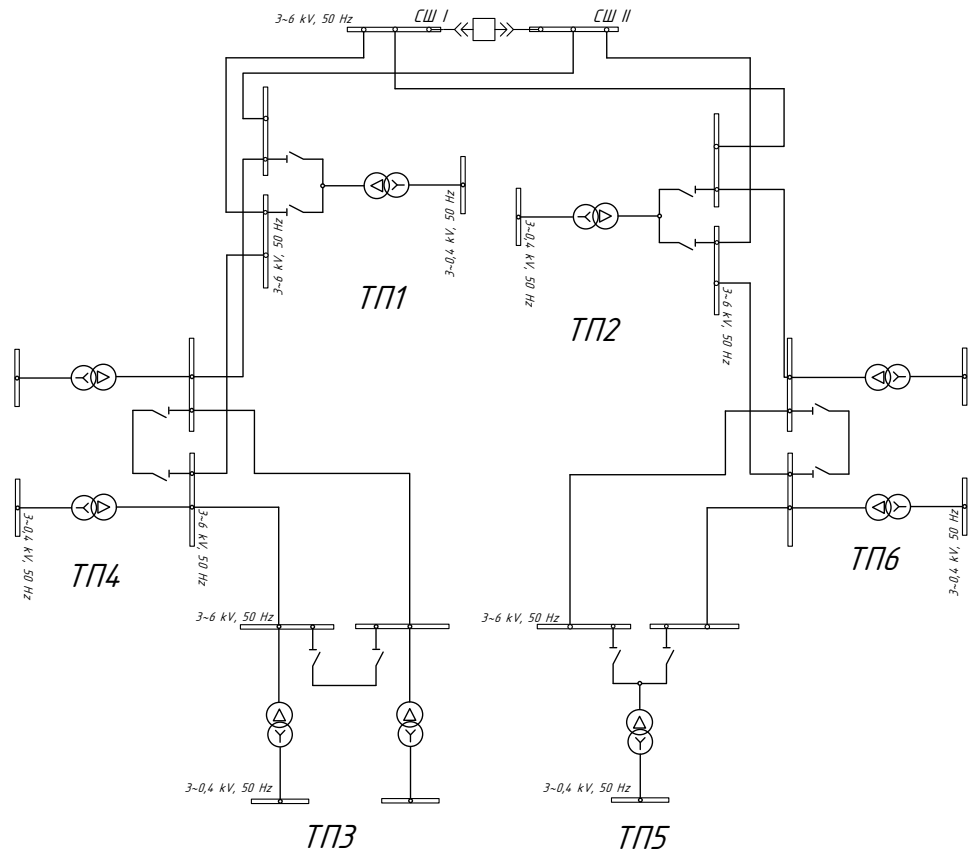


Рисунок 2. Двухлучевая схема электроснабжения

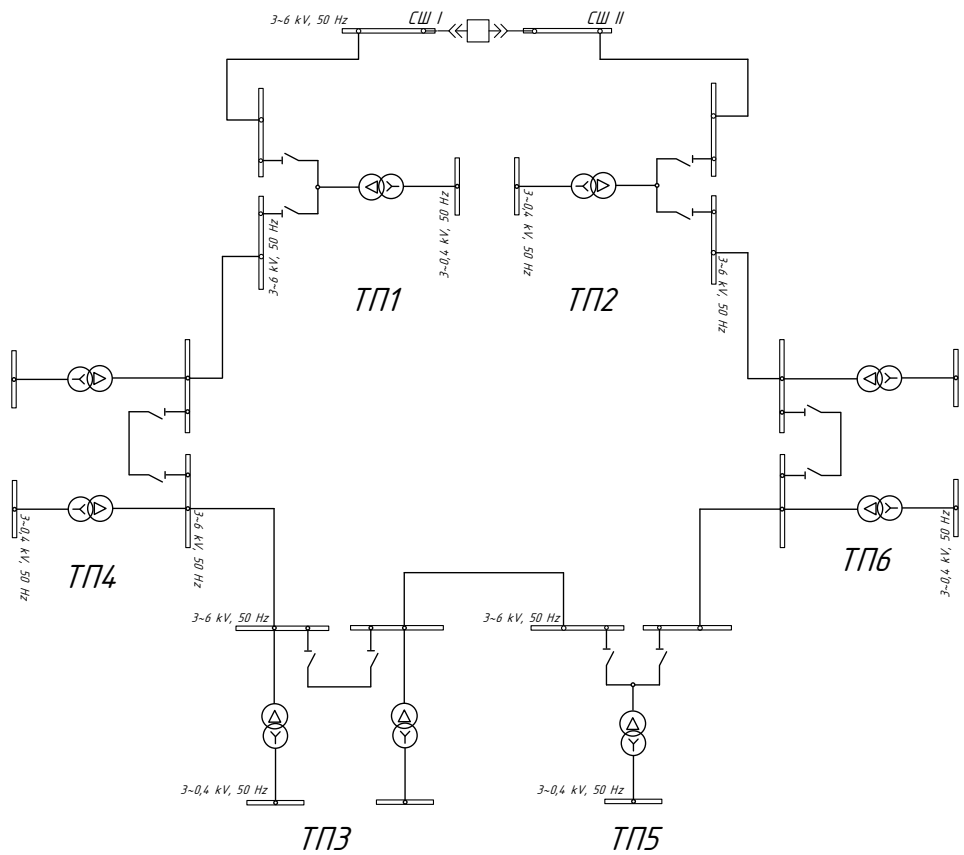


Рисунок 3. Петлевая схема электроснабжения.

Расчетный ток участка линии вычисляется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (35)$$

где S_{Σ} - суммарная нагрузка на стороне ВН питаемых ТП;

U_H – номинальное напряжение.

Вычислим расчетный ток для выбора сечения провода на примере участка линии ПС – ТП1:

$$I_p = \frac{871}{\sqrt{3} \cdot 6} = 86 \text{ А}$$

Учитывая то, что необходимо заменить старые деревянные опоры на железобетонные СВ 95, выбираем кабели марки СИП-3. Произведем расчет по длительно допустимому току для данного участка цепи:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \cdot K_{CH} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ТЕМП} \quad (36)$$

где $K_{CH} = 0,9$, поправка на снижение токовой нагрузки при двух кабелях в траншее;

- $K_{ПЕР} = 1,1$ поправка на время проведения ремонта поврежденного кабеля в течении 6 часов;

- $K_{ТЕМП} = 1$ поправка на температуру окружающей среды, принимается летняя температура 25 градусов;

$$I_{дл.доп} = 160 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1 = 159 \text{ А}$$

$$I_{расч} = 86 \text{ А}$$

$$86 \text{ А} \leq 159 \text{ А}$$

Выбираем кабель СИП-3-1х35.

Производим расчет для остальных участков цепи аналогичным образом и приведем результаты в таблице 15.

Таблица 15. Выбор кабелей сети 6 кВ.

| Участок | S_{Σ} , кВА | n | Ун, кВ | I_p , А | Провод | $I_{дл.доп}$, А. |
|-------------------------------|--------------------|---|--------|-----------|-----------|-------------------|
| Вариант 1 (двухлучевая схема) | | | | | | |
| ПС – ТП1 | 871 | 2 | 6 | 86 | СИПЗ-1х35 | 159 |
| ТП1 – ТП4 | 1745 | 2 | 6 | 168 | СИПЗ-1х50 | 193 |
| ТП4 – ТП3 | 1184 | 2 | 6 | 114 | СИПЗ-1х35 | 159 |
| ПС – ТП2 | 449 | 2 | 6 | 44 | СИПЗ-1х35 | 159 |
| ТП2 – ТП6 | 794 | 2 | 6 | 77 | СИПЗ-1х35 | 159 |
| ТП6 – ТП5 | 1121 | 2 | 6 | 108 | СИПЗ-1х35 | 159 |
| Вариант 2 (петлевая схема) | | | | | | |
| ПС – ТП1 | 871 | 1 | 6 | 86 | СИПЗ-1х35 | 159 |
| ТП1 – ТП4 | 1745 | 1 | 6 | 168 | СИПЗ-1х50 | 193 |
| ТП4 – ТП3 | 1184 | 1 | 6 | 114 | СИПЗ-1х35 | 159 |
| ТП3 – ТП5 | 1086 | 1 | 6 | 105 | СИПЗ-1х35 | 159 |
| ТП5 – ТП6 | 1121 | 1 | 6 | 108 | СИПЗ-1х35 | 159 |
| ТП6 – ТП2 | 775,8 | 1 | 6 | 75 | СИПЗ-1х35 | 159 |
| ТП2 – ПС | 449 | 1 | 6 | 44 | СИПЗ-1х35 | 159 |

7.5 Технико-экономическое сравнение вариантов

Технико-экономическое сравнение вариантов основано на методе приведённых ежегодных затрат.

Расчёт приведенных затрат для выбора варианта сети 6 кВ производится по формуле:

$$Z = E_H \cdot K_{\Sigma} + I, \quad (37)$$

где $E_H = 0,12$ - нормативный коэффициент экономической эффективности;

K_{Σ} - суммарные капиталовложения тыс. руб.;

I – ежегодные текущие издержки при нормальной эксплуатации, тыс. руб.

Расчёт показателей капиталовложений для капитальных затрат сети 6 кВ производится по формулам:

$$K_{\Sigma} = K_{эл\Sigma} + K_{об}, \quad (38)$$

$$K_{\text{вл}\Sigma} = L_{\text{вл}} \cdot C_{\text{уд.вл}}, \quad (39)$$

$$K_{\text{об}} = N \cdot C, \quad (40)$$

где $K_{\text{вл}\Sigma}$ - суммарные капиталовложения в ВЛ;

$L_{\text{вл}}$ - длина ВЛ, км;

$C_{\text{уд.вл}}$ - стоимость одного км ВЛ, тыс.руб.

$K_{\text{об}}$ - капитальные затраты на установку силовой аппаратуры, тыс.руб.;

N - число ячеек ПС и ТП, шт.;

C - стоимость одной ячейки, тыс.руб.

Расчёт показателей издержек для сети 6 кВ производится по формуле:

$$И = (E_{\text{акл}} + E_{\text{т.р.кл}}) \cdot K_{\text{кл}\Sigma} + (E_{\text{об}} + E_{\text{т.р.об}}) \cdot K_{\text{об}} + I_{\text{э}} \quad (41)$$

где $E_{\text{акл}}, E_{\text{об}}$ – коэффициент амортизационных отчислений для кабелей (3%) и для силового оборудования (6,3%);

$E_{\text{т.р.кл}}, E_{\text{т.р.об}}$ – коэффициент амортизационных отчислений на текущий ремонт для ВЛ (2%) и для силового оборудования (1%);

$I_{\text{э}}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.

Расчет показателей стоимости потерь электроэнергии для издержек сети 6 кВ производится по формуле:

$$I_{\text{э}} = m \cdot \Sigma \Delta W_{\text{max}i}, \quad (42)$$

где $m = 2.5 \text{ р/кВт ч}$ – стоимость 1 кВт ч потерь электроэнергии;

$\Delta W_{\text{max}i}$ – максимальные потери электроэнергии, кВт ч.

Расчёт показателей величины потерь электроэнергии для издержек сети 6 кВ производится по формуле:

$$\Delta W_{\max i} = \Delta P_{\text{уд.кл}} \cdot K_3^2 \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot \tau, \quad (43)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760,$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 1575 \text{ ч},$$

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}}, \quad (44)$$

где $\Delta P_{\text{уд.кл}}$ – потери мощности в одном проводе при полной нагрузке, кВт/км ;

$L_{\text{КЛ}}$ – длина кабеля, км;

τ – годовое число часов использования максимума потерь, ч;

T_{\max} – число часов использования максимума нагрузки ($T_{\max} = 3000$ ч [4]).

K_3 – коэффициент загрузки линии в нормальном режиме;

I_p – ток в линии в нормальном режиме;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток линии.

Для приведённых затрат в сети 6 кВ необходимо провести расчёт разницы приведённых затрат по формуле:

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} \cdot 100\% \quad (45)$$

Для ВЛ ТП-1 – ТП-4, выполненной проводом СИПЗ-3х50, произведем расчёт максимальных потерь электроэнергии:

$$K_{\text{ВЛТП}} = 0,4 \cdot 90 = 36 \text{ тыс.руб.},$$

$$\Delta P_{\text{ном}} = 44 \text{ кВт/км},$$

$$K_3 = \frac{34,35}{245} = 0,14,$$

$$\Delta W_{\max} = 44 \cdot 0,12^2 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 1575 = 671 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Произведем расчёт приведённых затрат для первого варианта схемы сети 6 кВ по формулам:

$$K_{об} = (2 + 2 + 4 + 4 + 2 + 4) \cdot 105,3 + 4 \cdot 268,7 = 2967,4 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{вл} = 309,7 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\Sigma} = 309,7 + 2967,4 = 3277,1 \text{ тыс.руб.},$$

$$\Delta W_{\max} = 14774 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$ИЭ = 2,5 \cdot 14774 = 36,935 \text{ тыс.руб.},$$

$$И = (0,03 + 0,02) \cdot 309,7 + (0,063 + 0,01) \cdot 2967,4 + 36,935 = 269,04 \text{ тыс.руб.},$$

$$З = 0,12 \cdot 3277,1 + 269,04 = 662,29 \text{ тыс.руб.}$$

Для второго варианта схемы сети 6 кВ проведем аналогичный расчет:

$$K_{об} = (2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2) \cdot 105,3 + 2 \cdot 268,7 = 1801 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{вл} = 337,7 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\Sigma} = 337,7 + 1801 = 2138,7 \text{ тыс.руб.},$$

$$\Delta W_{\max} = 7456 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$ИЭ = 2,5 \cdot 7456 = 18,640 \text{ тыс.руб.},$$

$$И = (0,03 + 0,02) \cdot 337,7 + (0,063 + 0,01) \cdot 1801 + 18,64 = 166,998 \text{ тыс.руб.},$$

$$З = 0,12 \cdot 2138,7 + 166,998 = 423,642 \text{ тыс.руб.}$$

Разница приведённых затрат между вариантами в процентном соотношении:

$$\Delta З = \frac{662,29 - 423,642}{423,642} \cdot 100\% = 56,3\%$$

В таблице 16 данные по результатам расчёта потерь электроэнергии в линиях распределительной сети 6 кВ поселка Чульман приведены в виде списка для каждого наименования участков ВЛ.

В таблице 17 данные по результатам расчёта стоимости проводов распределительной сети 6 кВ поселка Чульман приведены в виде списка для каждого наименования участков ВЛ.

Таблица 16. Определение потерь электроэнергии в линиях

| Участок | Провод | Кз | L, км | $\Delta P_{\text{в.л.}}, \text{кВт}/\text{км}$ | $\Delta W, \text{кВт} \cdot \text{ч}$ | $\Delta W_{\Sigma}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$ |
|-------------------------------|-----------|------|-------|--|---------------------------------------|--|
| Вариант 1 (двухлучевая схема) | | | | | | |
| ПС – ТП1 | СИПЗ-1х35 | 0,14 | 1 | 42 | 2593 | 14774 |
| ТП1 – ТП4 | СИПЗ-1х50 | 0,11 | 0,4 | 44 | 671 | |
| ТП4 – ТП3 | СИПЗ-1х35 | 0,07 | 0,2 | 42 | 130 | |
| ПС – ТП2 | СИПЗ-1х35 | 0,19 | 2 | 42 | 9552 | |
| ТП2 – ТП6 | СИПЗ-1х35 | 0,15 | 0,56 | 42 | 1667 | |
| ТП6 – ТП5 | СИПЗ-1х35 | 0,09 | 0,15 | 42 | 161 | |
| Вариант 2 (петлевая схема) | | | | | | |
| ПС – ТП1 | СИПЗ-1х35 | 0,14 | 1 | 42 | 1235 | 7456 |
| ТП1 – ТП4 | СИПЗ-1х50 | 0,11 | 0,4 | 44 | 335 | |
| ТП4 – ТП3 | СИПЗ-1х35 | 0,07 | 0,2 | 42 | 65 | |
| ТП3 – ТП5 | СИПЗ-1х35 | 0,07 | 0,4 | 42 | 130 | |
| ТП5 – ТП6 | СИПЗ-1х35 | 0,09 | 0,15 | 42 | 81 | |
| ТП6 – ТП2 | СИПЗ-1х35 | 0,15 | 0,56 | 42 | 834 | |
| ТП2 – ПС | СИПЗ-1х35 | 0,19 | 2 | 42 | 4776 | |

Таблица 17. Определение стоимости линии

| Участок | Провод | $C_{\text{в.л.}}, \text{т. р.}/\text{км}$ | L, км | Квл, т.р | Квлсумм, т.р |
|-------------------------------|-----------|---|-------|----------|--------------|
| Вариант 1 (двухлучевая схема) | | | | | |
| ПС – ТП1 | СИПЗ-1х35 | 70 | 1 | 70 | 309,7 |
| ТП1 – ТП4 | СИПЗ-1х50 | 90 | 0,4 | 36 | |
| ТП4 – ТП3 | СИПЗ-1х35 | 70 | 0,2 | 14 | |
| ТП6 – ТП5 | СИПЗ-1х35 | 70 | 0,15 | 140 | |
| ТП2 – ТП6 | СИПЗ-1х35 | 70 | 0,56 | 39,2 | |
| ПС – ТП2 | СИПЗ-1х35 | 70 | 2 | 10,5 | |
| Вариант 2 (петлевая схема) | | | | | |
| ПС – ТП1 | СИПЗ-1х35 | 70 | 1 | 70 | 337,7 |
| ТП1 – ТП4 | СИПЗ-1х50 | 90 | 0,4 | 36 | |
| ТП4 – ТП3 | СИПЗ-1х35 | 70 | 0,2 | 14 | |
| ТП3 – ТП5 | СИПЗ-1х35 | 70 | 0,4 | 28 | |
| ТП5 – ТП6 | СИПЗ-1х35 | 70 | 0,15 | 10,5 | |
| ТП6 – ТП2 | СИПЗ-1х35 | 70 | 0,56 | 39,2 | |
| ТП2 – ПС | СИПЗ-1х35 | 70 | 2 | 140 | |

Из проведенного технико-экономического сравнения, видно, что наиболее оптимальным и экономичным вариантом является вариант 2 с петлевой схемой, потому что он требует затрат на 54,7 % меньше, чем вариант с двухлучевой схемой.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчетная схема и схема замещения электрической сети

Исходя из технико-экономического сравнения вариантов схем сети электроснабжения 6 кВ, мной была выбрана петлевая схема, указанная на рисунке 3. По этой схеме и будет проводиться расчет токов короткого замыкания. Составим схему замещения:

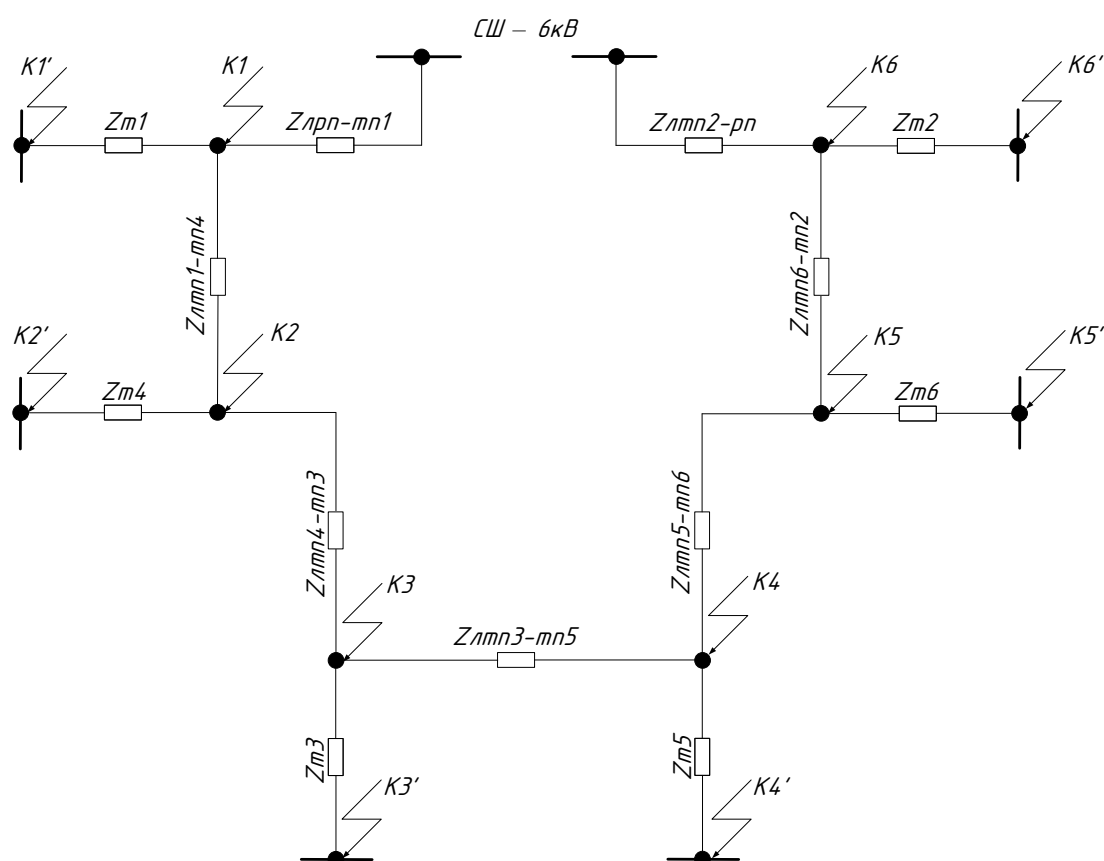


Рисунок 3. Схема замещения для расчета токов КЗ.

Z – средне-квадратичная сумма активного и индуктивного сопротивления линии или трансформатора.

8.2 Расчет параметров схемы замещения

Отключающая способность выключателя нагрузки не стороне ВН ТП принимается в качестве исходных данных для расчёта сопротивления системы, мОм:

$$X_C = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{ocB}^{(3)}}, \quad (46)$$

где U_{BH} - напряжение стороны ВН 6 кВ;

$I_{ocB}^{(3)}$ - отключающая способность выключателя на РП $I_{ocB}^{(3)} = 12,5$ кА.

$$X_C = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,277 \text{ Ом.}$$

Произведем расчет активного и индуктивного сопротивления линии ПС – ТП-1 с помощью формул:

$$r_l = r_0 \cdot l, \quad (47)$$

$$r_l = 0,89 \cdot 1 = 0,89 \text{ Ом}$$

$$x_l = x_0 \cdot l, \quad (48)$$

$$x_l = 0,087 \cdot 1 = 0,087 \text{ Ом}$$

где x_0, r_0 – активное и индуктивное сопротивление линии (для кабеля СИП-3 1x35 $x_0 = 0,89$ Ом/км, $r_0 = 0,087$ Ом/км);

l – длина линии, км.

Полное сопротивление линии находим по формуле:

$$z_l = \sqrt{r_l^2 + x_l^2}, \quad (49)$$

$$z_l = \sqrt{0,89^2 + 0,087^2} = 0,894 \text{ Ом.}$$

Все линии рассчитаны аналогично, и результаты расчётов приведены в таблице 18.

Таблица 18. Сопротивления линий 6 кВ.

| Участок | Провод | l , км | r_0 , Ом/км | x_0 , Ом/км | r_L , Ом | x_L , Ом | Z_L , Ом |
|-----------|-----------|----------|---------------|---------------|------------|------------|------------|
| ПС – ТП1 | СИПЗ-1х35 | 1 | 0,89 | 0,087 | 0,89 | 0,087 | 0,894 |
| ТП1 – ТП4 | СИПЗ-1х50 | 0,4 | 0,62 | 0,083 | 0,248 | 0,033 | 0,25 |
| ТП4 – ТП3 | СИПЗ-1х35 | 0,2 | 0,89 | 0,087 | 0,178 | 0,017 | 0,179 |
| ТП3 – ТП5 | СИПЗ-1х35 | 0,4 | 0,89 | 0,087 | 0,356 | 0,035 | 0,358 |
| ТП5 – ТП6 | СИПЗ-1х35 | 0,15 | 0,89 | 0,087 | 0,134 | 0,013 | 0,134 |
| ТП6 – ТП2 | СИПЗ-1х35 | 0,56 | 0,89 | 0,087 | 0,498 | 0,049 | 0,501 |
| ТП2 – ПС | СИПЗ-1х35 | 2 | 0,89 | 0,087 | 1,78 | 0,174 | 1,788 |

Далее произведем расчет сопротивлений трансформаторов на ТП для схемы замещения. Индуктивное сопротивление находится через активное и полное сопротивления. Расчет будем проводить на примере трансформатора ТМГ-1250/6 кВА. Активное сопротивление трансформатора находится по формуле:

$$R_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}, \quad (50)$$

$$R_T = 14,7 \cdot \frac{0,4^2}{1250^2} = 1,5 \text{ мОм},$$

где ΔP_K – потери мощности короткого замыкания трансформатора, кВт;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора

$U_{НОМ}$ – напряжение трансформатора на стороне НН, кВ

Полное сопротивление трансформатора находится по формуле:

$$Z_T = \frac{U_{K\%}}{100\%} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (51)$$

$$Z_T = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{1250^2} = 7,04 \text{ мОм},$$

где $U_{K\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

Реактивное сопротивление трансформатора находится по формуле:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}, \quad (52)$$

$$X_T = \sqrt{7,04^2 - 1,5^2} = 6,8 \text{ мОм.}$$

Расчеты по другим трансформаторам производятся аналогично. Результаты расчета приведены в таблице 19.

Таблица 19. Сопротивления трансформаторов.

| № ТП | N _T | S _{НОМ} , кВА | U _к , % | ΔP _к , кВт | R _T , мОм | X _T , мОм | Z _T , мОм |
|------|----------------|------------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| ТП-1 | 1 | 1250 | 5,5 | 14,7 | 1,5 | 6,8 | 7,04 |
| ТП-2 | 1 | 630 | 5,5 | 8,0 | 3,2 | 13,6 | 14 |
| ТП-3 | 2 | 250 | 5,0 | 4,0 | 10 | 30,3 | 32 |
| ТП-4 | 2 | 630 | 5,5 | 8,0 | 3,2 | 13,6 | 14 |
| ТП-5 | 1 | 1000 | 5,5 | 10,6 | 1,7 | 8,6 | 8,8 |
| ТП-6 | 2 | 250 | 5,0 | 4,0 | 10 | 30,3 | 32 |

8.3 Расчет токов трехфазного короткого замыкания в сети 6 кВ

Начальный момент времени КЗ характеризуется периодической составляющей тока короткого замыкания, который находится по формуле:

$$I_{\text{П0}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}, \quad (53)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – напряжение на шинах ПС или ТП;

R_{Σ} – суммарное активное сопротивление до точки КЗ, Ом;

X_{Σ} – суммарное реактивное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Для апериодической составляющей тока КЗ необходимо найти постоянную затухания:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (54)$$

Апериодическая составляющая характеризуется коэффициентом затухания:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T}}. \quad (55)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}. \quad (56)$$

Произведем расчет тока короткого замыкания в точке К1 (Рисунок 3):

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,89^2 + (0,277 + 0,087)^2}} = 3,6 \text{ кА},$$

$$T = \frac{0,364}{0,89 \cdot 314} = 0,0013 \text{ с},$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0013}} = 1,926,$$

$$i_{y\partial} = 1,926 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,6 = 9,8 \text{ кА}.$$

Остальные точки коротких замыканий, отмеченные на схеме замещения рассчитываются аналогичным образом. Результаты расчета приведены в таблице 20.

Таблица 20. Расчет токов трехфазного короткого замыкания.

| Точка КЗ | $U_{\text{ном}}$, кВ | R_{Σ} , Ом | X_{Σ} , Ом | T, с | $K_{y\partial}$ | $I_{\text{ПО}}^{(3)}$, кА | i_y , кА |
|----------|-----------------------|-------------------|-------------------|---------|-----------------|----------------------------|------------|
| К-1 | 6 | 0,89 | 0,364 | 0,0013 | 1 | 3,6 | 5 |
| К-1' | 0,4 | 0,0054 | 0,0085 | 0,0049 | 1,13 | 22,8 | 36 |
| К-2 | 6 | 1,138 | 0,397 | 0,001 | 1 | 2,8 | 4 |
| К-2' | 0,4 | 0,0083 | 0,015 | 0,0059 | 1,18 | 13,2 | 22 |
| К-3 | 6 | 1,316 | 0,414 | 0,00004 | 1 | 2,6 | 3,5 |
| К-3' | 0,4 | 0,016 | 0,032 | 0,0063 | 1,2 | 6,4 | 11 |
| К-4 | 6 | 2,412 | 0,513 | 0,0007 | 1 | 1,4 | 2 |
| К-4' | 0,4 | 0,014 | 0,016 | 0,0036 | 1,06 | 10,9 | 16 |
| К-5 | 6 | 2,278 | 0,5 | 0,0007 | 1 | 1,5 | 2,1 |
| К-5' | 0,4 | 0,012 | 0,011 | 0,0029 | 1,03 | 14,4 | 21 |
| К-6 | 6 | 1,78 | 0,451 | 0,0008 | 1 | 1,8 | 2,7 |
| К-6' | 0,4 | 0,018 | 0,032 | 0,0056 | 1,17 | 6,2 | 10 |

8.4 Расчет токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ

Трехфазное короткое замыкание в сети 0,4 кВ рассчитывается по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (57)$$

где U_{HH} – номинальное напряжение сети, равное 400В;

Z_{Σ} – суммарное полное сопротивление линии, Ом;

Полное суммарное сопротивление линии рассчитывается по формуле:

$$Z_{\Sigma} = Z_T + Z_L, \quad (58)$$

где Z_L – сопротивление линии, Ом;

Z_T – сопротивление трансформатора на ТП.

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}, \quad (59)$$

где R_L, X_L – активное и индуктивное сопротивления участков линии, Ом.

Однофазное короткое замыкание в сети 0,4 кВ рассчитывается по формуле:

$$I_K = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{\text{пт}}} \quad (60)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети, $U_{\phi} = 220$ В;

Z_T – полное сопротивление трансформатора для случая замыкания фазы на корпус или обмотку, Ом,

$Z_{\text{пт}}$ – полное сопротивление петли «фаза – ноль», Ом.

Для схемы замещения обеспечивается расчёт суммарного сопротивления петли фаза-ноль по формуле, имеющей вид:

$$Z_{ПТ} = l \cdot Z_n, \quad (61)$$

где l – длина участка сети 0,4 кВ, км;

Z_n – полное сопротивление петли «фаза-ноль» для разных сечений проводов, по справочным данным, Ом/км.

Ток однофазного короткого замыкания будет определяться в самой удаленной точке сети, где $Z_{ПТ}$ – максимальное.

Произведем расчет короткого замыкания на участке линии ТП1 – 2 на первой линии ТП-1:

Рассчитаем трехфазное короткое замыкание данного участка линии:

$$Z_{Л} = \sqrt{0,0594^2 + 0,026^2} = 0,065 \text{ Ом},$$

$$Z_{\Sigma} = 0,065 + 0,007 = 0,072 \text{ Ом},$$

$$I_K^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,072} = 3213 \text{ А}.$$

Рассчитаем однофазное короткое замыкание для данного участка линии:

$$Z_{ПТ} = 0,17 \text{ Ом},$$

$$Z_T/3 = 0,008 \text{ Ом},$$

$$I_K^{(1)} = \frac{220}{0,017+0,008} = 1236 \text{ А}.$$

Расчеты для всех линий сети 0,4 кВ производятся аналогичным образом.

Результаты расчетов приведены в таблице 21.

Таблица 21. Токи короткого замыкания в распределительной сети 0,4 кВ.

| № линии | Участок линии | $Z_{Л}$, Ом | Z_T , мОм | Z_{Σ} , Ом | $Z_{ПТ}$, Ом | $Z_T/3$, Ом | $I_K^{(3)}$, А | $I_K^{(1)}$, А |
|---------|---------------|--------------|-------------|-------------------|---------------|--------------|-----------------|-----------------|
| ТП-1 | | | | | | | | |
| 1 | ТП1 - 2 | 0,063 | 1,5 | 1,647 | 0,17 | 0,008 | 3213 | 1236 |
| 2 | ТП1 - 2 | 0,218 | 1,5 | 1,802 | 0,45 | 0,008 | 1026 | 480 |
| 3 | ТП1 - 8 | 0,111 | 1,5 | 1,695 | 0,24 | 0,008 | 1955 | 887 |
| 4 | ТП1 - 1 | 0,0066 | 1,5 | 1,5906 | 0,16 | 0,008 | 3152 | 1310 |
| 5 | ТП1 - 8 | 0,489 | 1,5 | 2,073 | 0,11 | 0,008 | 466 | 1864 |
| ТП-2 | | | | | | | | |
| 6 | ТП2 - 14 | 0,062 | 3,2 | 3,262 | 0,11 | 0,014 | 3036 | 1774 |
| 7 | ТП2 - 2 | 0,081 | 3,2 | 3,281 | 0,2 | 0,014 | 2437 | 1028 |

| | | | | | | | | |
|------|----------|-------|-----|-------|-------|-------|------|------|
| 8 | ТП2 - 8 | 0,099 | 3,2 | 3,299 | 0,22 | 0,014 | 2036 | 940 |
| 9 | ТП2 - 1 | 0,156 | 3,2 | 3,352 | 0,32 | 0,014 | 1360 | 658 |
| ТП-3 | | | | | | | | |
| 10 | ТП3 - 4 | 0,011 | 10 | 7,211 | 0,03 | 0,03 | 5405 | 666 |
| 11 | ТП3 - 5 | 0,186 | 10 | 7,386 | 0,34 | 0,03 | 1058 | 595 |
| ТП-4 | | | | | | | | |
| 12 | ТП4 - 8 | 0,093 | 3,2 | 3,293 | 0,23 | 0,014 | 2165 | 902 |
| 13 | ТП4 - 11 | 0,029 | 3,2 | 3,229 | 0,075 | 0,014 | 5390 | 2472 |
| 14 | ТП4 - 10 | 0,111 | 3,2 | 3,311 | 0,24 | 0,014 | 1847 | 866 |
| 15 | ТП4 - 13 | 0,116 | 3,2 | 3,316 | 0,26 | 0,014 | 1776 | 803 |
| 16 | ТП4 - 11 | 0,029 | 3,2 | 3,329 | 0,075 | 0,014 | 5390 | 2472 |
| ТП-5 | | | | | | | | |
| 17 | ТП5 - 10 | 0,035 | 1,7 | 2,015 | 0,09 | 0,009 | 5222 | 2222 |
| 18 | ТП5 - 15 | 0,089 | 1,7 | 2,069 | 0,19 | 0,009 | 2351 | 1106 |
| 19 | ТП5 - 7 | 0,021 | 1,7 | 2,001 | 0,05 | 0,009 | 7633 | 3729 |
| 19,1 | ТП5 - 7 | 0,014 | 1,7 | 1,994 | 0,04 | 0,009 | 9929 | 4490 |
| 20 | ТП5 - 13 | 0,093 | 1,7 | 2,073 | 0,17 | 0,009 | 2266 | 1229 |
| ТП-6 | | | | | | | | |
| 21 | ТП6 - 3 | 0,021 | 10 | 7,221 | 0,05 | 0,03 | 4320 | 2750 |
| 22 | ТП6 - 16 | 0,31 | 10 | 7,51 | 0,56 | 0,03 | 674 | 373 |

9 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА СТОРОНЕ 6 КВ КРУН ЧУЛЬМАНСКОЙ ТЭЦ

В проекте мной был рассмотрен один фидер, и, соответственно одна ячейка, поэтому оборудование будет выбираться для ячейки 14 фидера «Южный».

9.1 Выключатели 6 кВ

Так как вакуумные выключатели обладают высокой надежностью и относительно недорогой стоимостью то целесообразно применить их взамен устаревших масляных выключателей на КРУН Чульманской ТЭЦ. Выбираем вакуумный выключатель типа: ВВТЭ-М-10-31,5/630 УХЛ2 с электромагнитным приводом.

Произведем проверку выключателя по условиям, которым он должен соответствовать:

По напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном, выкл}, \quad (62)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

По длительному току:

$$I_{p, max} = 168 \text{ А} < I_{ном} = 630 \text{ А}. \quad (63)$$

$$I_{nt} = 22,8 \text{ кА} \leq I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}, \quad (64)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{nt} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot (1 + \beta) \quad (65)$$

где $\beta_{ном} = 0,32$ - номинальное значение допустимой величины апериодической составляющей тока КЗ.

$$i_{at} = 7,9 \text{ кА}$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{nt} + i_{at} = 1,41 \cdot 22,8 + 7,9 = 40 \text{ кА},$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot (1 + \beta) = 1,41 \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,32) = 58,8 \text{ кА}$$

$$40 \text{ кА} \leq 58,8 \text{ кА}.$$

По электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин}, \quad (66)$$

$$36 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА}$$

По термической стойкости:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (67)$$

где B_k – расчетный импульс квадратичного тока короткого замыкания, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

I_T – ток термической стойкости выключателя, 81 кА;

t_T – длительность протекания тока термической стойкости, 3 с.

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_a),$$

$$B_k = 22,8^2 \cdot (0,1 + 0,095) = 101 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $t_{отк.}$ - время отключения выключателя, 0,1 с.;

Условие проверки:

$$I_i^2 \cdot t = 81 \cdot 3 = 243 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$101 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 243 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В таблице 22 приведены результаты выбора и проверки выключателя:

Таблица 22. Условия выбора и проверки выключателя.

| Расчётные данные | Каталожные данные | Условия выбора/проверки |
|--|--|--|
| | ВВТЭ-10-31,5/630 УХЛ2 | |
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ.}$ | $U_{ном,выкл} = 10 \text{ кВ.}$ | $U_{уст} \leq U_{ном,выкл}$ |
| $I_{р.мах} = 168 \text{ А}$ | $I_{ном} = 630 \text{ А}$ | $I_{р.мах} < I_{ном}$ |
| $I_{нт} = 22,8 \text{ кА}$ | $I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$ | $I_{нт} \leq I_{ном.откл}$ |
| $\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} = 40 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot (1 + \beta) = 58,8 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot (1 + \beta)$ |
| $I_{уд} = 36 \text{ кА}$ | $I_{дин} = 81 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq I_{дин}$ |
| $B_k = 101 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_t^2 \cdot t = 243 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k \leq I_T^2 t_T$ |

Для КРУН Чульманской ТЭЦ выключатель ВВТЭ-10-31,5/630 УХЛ2 проходит все условия выбора и проверки.

9.2 Трансформаторы тока 6 кВ

В КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ установлены трансформаторы тока ТОЛ-10-1. В таблице 23 приведены данные по вторичной нагрузке трансформаторов тока 6 кВ.

Таблица 23. Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка, В*А, фазы | | |
|-----------------|---------------------|---------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| линейные 6 кВ | | | | |
| Амперметр | Е349М | | 2,5 | |
| Счетчик АЭ и РЭ | ЦЭ6850 (энергомера) | 0,1 | | 0,1 |
| Итого | | 0,1 | 2,5 | 0,1 |
| секционный 6 кВ | | | | |
| Амперметр | Е349М | | 2,5 | |
| Итого | | | 2,5 | |

Произведем выбор и проверку трансформаторов тока для КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ по условиям, аналогичным выключателям 6 кВ, но с учётом вторично нагрузки трансформаторов тока в своём классе точности.

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н} = 10 \text{ ВА}$ при $K_T = 0,5$.

Для вторичной нагрузки обеспечивается расчёт номинальной величины по формуле, имеющей вид:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (68)$$

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

Для вторичной нагрузки обеспечивается расчёт сопротивления приборов по формуле, имеющей вид:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (69)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,1}{5^2} = 0,24 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом},$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Для вторичной нагрузки обеспечивается расчёт сопротивления проводов КРВГ-4 длиной 5 м по формуле, имеющей вид:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (70)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом},$$

$$z_2 = 0,24 + 0,035 + 0,1 = 0,38 \text{ Ом},$$

$$z_2 = 0,1 + 0,035 + 0,1 = 0,24 \text{ Ом}.$$

В таблице 24 приведены результаты выбора и проверки трансформаторов тока 6 кВ.

Таблица 24. Выбор и проверка трансформаторов тока 6 кВ

| Справочные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
|--|--|----------------------------|
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \geq U_{уст}$ |
| $I_{ном} = 200 \text{ А}$ | $I_{р \text{ ТП } 1} = 168 \text{ А}$ | $I_{ном} \geq I_{рmax}$ |
| $i_{вкл} = 50 \text{ кА}$ | $i_{y0} = 36 \text{ кА}$ | $i_{вкл} \geq i_{y0}$ |
| $I_T^2 \cdot t_T = 243 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 101 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$ |
| $Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5) | $Z_{Нр} = 0.38 \text{ Ом}$ $Z_{Нр} = 0.24 \text{ Ом}$ | $Z_{2H} \geq Z_{Нр}$ |

Для КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ трансформаторы тока 6 кВ проходят все условия выбора и проверки.

9.3 Трансформаторы напряжения 6 кВ

В КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ установлены трансформаторы напряжения НТМИ-6.

В таблице 25 приведены данные по вторичной нагрузке трансформаторов напряжения 6 кВ.

Таблица 25. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения НТМИ-6

| Прибор | Тип | $S_{потр.}$ В*А/Вт | Число при- боров | $\cos(\varphi)$ | $\sin(\varphi)$ | Общая потребляе- мая мощность | |
|---|--------|-----------------------|---------------------|-----------------|-----------------|----------------------------------|--------|
| | | | | | | P, Вт | Q, Вар |
| Вольтметр | Е349М | 2,5 | 1 | 1 | 0 | 2,5 | - |
| Вольтметр с переключе- нием регистрирующий | Н3095 | 12 | 1 | 1 | 0 | 12 | - |
| Ваттметр | Ц301/1 | 6 | 1 | 1 | 0 | 6 | - |
| Счетчик АЭ | ЦЭ6850 | 2 | 13 | 1 | 0 | 26 | - |
| Итого | - | - | - | - | - | 72,5 | - |

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения составит:

$$P_{2\Sigma} = S_{2\Sigma} = 72,5 \text{ Вт},$$

В таблице 26 приведены результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения 6 кВ.

Таблица 26. Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

| Расчетные данные | Каталожные данные | Условия выбора |
|-------------------------|---|-------------------|
| $U_H = 6 \text{ кВ}$ | $U_{HT} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{HT} \geq U_H$ |
| $S_P = 72,5 \text{ ВА}$ | $S_H = 300 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5) | $S_H \geq S_P$ |

Трансформаторы напряжения для КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ проходят все условия выбора и проверки.

9.4 Ограничители перенапряжения 6 кВ

Для КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ выбираем ОПН – П – 6 УХЛ2.

Для энергоёмкости ОПН обеспечивается расчёт энергии поглощения по формуле, имеющей вид:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (71)$$

$$\mathcal{E} = \frac{40 - 24}{20} \cdot 24 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 6 \text{ кДж},$$

где U - справочная величина 40 кВ;

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, принимается 24 кВ;

z - волновое сопротивление провода, принимается 20 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов, принимается 20;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (72)$$

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс},$$

где l и v длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

Произведем расчет удельной энергоёмкости ОПН по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \quad (73)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{6}{6} = 1.$$

В таблице 27 приведены результаты выбора и проверки ОПН 6 кВ.

Таблица 27. Проверка ограничителей перенапряжения 6 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|--|
| $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ |
| $\mathcal{E}^*_{\text{ном}} = 1,1 \text{ кДж/кВ}$ (для класса 1) | $\mathcal{E}^*_{\text{уст}} = 0,6 \text{ кДж/кВ}$ | $\mathcal{E}^*_{\text{ном}} \geq \mathcal{E}^*_{\text{уст}}$ |

Ограничители перенапряжения для КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ проходят все условия выбора и проверки.

9.5 Опорные изоляторы КРУН 6 кВ

Для КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ выбираем опорные изоляторы ОНШП-10-20 УХЛ1.

Для проверки прочности изоляторов обеспечивается расчёт возникающей нагрузки на головку изолятора при КЗ по формуле, имеющей вид:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{yd}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (74)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{36000^2 \cdot 0,9}{0,8} \cdot 10^{-7} = 253 \text{ Н.}$$

Для проверки прочности изоляторов обеспечивается расчёт допустимой нагрузки на головку изолятора по формуле, имеющей вид:

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (75)$$

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

В таблице 28 приведены результаты выбора и проверки опорных изоляторов 6 кВ.

Таблица 28. Выбор опорных изоляторов 6 кВ

| Расчётные данные | Справочные данные | Условия выбора |
|----------------------------|----------------------------|-------------------------|
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \geq U_{уст}$ |
| $F_{расч} = 252 \text{ Н}$ | $F_{доп} = 1800 \text{ Н}$ | $F_{доп} \geq F_{расч}$ |

Опорные изоляторы для КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ проходят все условия выбора и проверки.

9.6 Жесткая ошиновка 6 кВ

Жесткая ошиновка на КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ выполнена алюминиевыми шинами марки А 60x10 мм, $I_{доп} = 1060 \text{ А}$.

Произведем проверку жестких шин для КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ по необходимым условиям, максимальном токе линии $I_{р.мах} = 168 \text{ А}$:

По нагреву:

$$I_{мах} \leq I_{доп};$$

$$168 \text{ А} \leq 1060 \text{ А}.$$

По термической стойкости:

$$F_{мин} = \frac{\sqrt{Bk}}{C_T} \tag{76}$$

$$F_{мин} = \frac{\sqrt{37 \cdot 10^6}}{91} = 67 \text{ мм}^2.$$

По механической прочности:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \tag{77}$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{36000^2 \cdot 0,9}{2 \cdot 0,45} = 22 \text{ МПа},$$

где W - момент сопротивления шины (пакетов шин), толщиной $b=1$ см, шириной $h=6$ см, $см^3$:

a - расстояние между фазами, равно 0,45 м;

l - длина пролета между опорными изоляторами, 0,9 м.

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{3}, \quad (78)$$

$$W = \frac{6 \cdot 1^2}{3} = 2 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп},$$

$$22 \leq 30 \text{ МПа.}$$

В таблице 29 приведены результаты проверки жестких шин 6 кВ.

Таблица 29. Проверка жёстких шин 6 кВ

| Расчётные данные | Каталожные данные | Условия выбора/проверки |
|----------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| $I_{max} = 168 \text{ А}$ | $I_{доп} = 1060 \text{ А}$ | $I_{доп} \geq I_{max}$ |
| $\sigma_{расч} = 22 \text{ МПа}$ | $\sigma_{доп} = 30 \text{ МПа}$ | $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ |
| $F_{min} = 67 \text{ мм}^2$ | $F = 600 \text{ мм}^2$ | $F \geq F_{min}$ |

Жесткие шины для КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ проходят все условия выбора и проверки.

10 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ 6/0,4 КВ

В качестве центра питания для системы электроснабжения напряжением 0,4 кВ поселка Чульман использованы комплектные трансформаторные подстанции наружного исполнения. На ТП № 1,2,3,4,5,6 выбираем комплектные трансформаторные подстанции наружного типа: КТПН-10/0,4-0,2-У1. В таблице 30 указаны её технические характеристики.

Таблица 30. Технические характеристики КТПН-10/0,4-0,2-У1

| Основные технические характеристики | Значение параметра |
|--|---|
| Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ | 6; 10 |
| Номинальное напряжение на стороне НН, кВ | 0,4 |
| Мощность силового трансформатора, кВ А | 100,160,250,400,630,1000,1250 |
| Тип шкафов РУ ВН | Отсек УВН с разьеден. и предохранителем |
| Тип шкафов РУ НН | Отсек РУ НН с автоматическими выключателями |
| Исполнение ввода ВН | Воздушный |
| Исполнение отходящих линий | Воздушный, кабельный |
| Количество отходящих линий, не более | 5 |

На напряжение 6 кВ принята одинарная секционированная на две секции секционным разьединителем система сборных шин, к которой может быть присоединено до 5-ти линий и два силовых трансформатора до 1600 кВА.

На подстанциях 6 кВ к установке приняты выключатели нагрузки ВНР – 6. На напряжение 0,4 кВ принята одинарная, секционированная, на две секции автоматическим выключателем, система сборных шин. Секции шин 6 кВ подключены к силовым трансформаторам через автоматические выключатели. Максимально возможное количество отходящих линий щита укомплектованного панелями ЩО – 70 равно 16. Присоединение линий к шинам 0,4 кВ осуществляется через рубильники и предохранители. В РУ – 0,4 кВ располагаются щиты ЩО – 70 с односторонним обслуживанием.

10.1 Разьединители 6 кВ

Произведем выбор и проверку разьединителей для РУ 6 кВ ТП поселка Чульман по необходимым условиям, на примере ТП-4:

По напряжению электроустановки:

$$U_{уст.} \leq U_{ном, выкл.} \quad (79)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

По длительному току:

$$I_{р.мах} = 86 \text{ А} \leq I_{ном} = 400 \text{ А} \quad (80)$$

По электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин}, \quad (81)$$

$$I_{уд} = 5 \text{ кА} \leq I_{дин} = 41 \text{ кА}$$

Для остальных ТП проверка осуществляется аналогично. В таблице 31 приведены результаты проверки разъединителей 6 кВ.

Таблица 31. Выбор разъединителей 6 кВ

| ТП | Расчетные данные | | | Справочные данные | | |
|------------------|------------------|-----|----|-------------------|-----|----|
| | $U_{уст}$ | | | $U_{ном}$ | | |
| ТП1-1250 кВА | $U_{уст}$ | 6 | кВ | $U_{ном}$ | 10 | кВ |
| | I_p | 86 | А | $I_{ном}$ | 400 | А |
| | i_y | 5 | кА | $I_{дин}$ | 41 | кА |
| ТП2,4-630 кВА | $U_{уст}$ | 6 | кВ | $U_{ном}$ | 10 | кВ |
| | I_p | 168 | А | $I_{ном}$ | 400 | А |
| | i_y | 4 | кА | $i_{дин}$ | 41 | кА |
| ТП3,6-250 кВА | $U_{уст}$ | 6 | кВ | $U_{ном}$ | 10 | кВ |
| | I_p | 114 | А | $I_{ном}$ | 400 | А |
| | i_y | 3,5 | кА | $i_{дин}$ | 41 | кА |
| ТП5-1000 кВА | $U_{уст}$ | 6 | кВ | $U_{ном}$ | 10 | кВ |
| | I_p | 105 | А | $I_{ном}$ | 400 | А |
| | i_y | 2 | кА | $i_{дин}$ | 41 | кА |

Разъединители для РУ 6 кВ ТП поселка Чульман проходят все условия выбора и проверки.

10.2 Выключатели нагрузки 6 кВ

Произведем выбор и проверку выключателей нагрузки для РУ 6 кВ ТП поселка Чульман по необходимым условиям, на примере ТП-1:

По напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном,выкл}, \quad (81)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

По длительному току:

$$I_{р.мах} = 86 \text{ А} \leq I_{ном} = 400 \text{ А} . \quad (82)$$

По электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин}, \quad (83)$$

$$I_{уд} = 5 \text{ кА} \leq I_{дин} = 41 \text{ кА}$$

По термической стойкости:

$$I_t^2 \cdot t = 12,5^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (84)$$

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_a), \quad (85)$$

$$B_k = 3,6^2 \cdot (0,5 + 0,095) = 7,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{отк.}$ - время отключения тока КЗ, 0,5 с.;

T_a - постоянная времени затухания, 0,095 с.

Условие проверки имеет вид:

$$I_t^2 \cdot t = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 7,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В таблице 32 приведены результаты выбора и проверки выключателей нагрузки 6 кВ.

Таблица 32. Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

| ТП | Расчетные данные | | | Справочные данные | | |
|---------------|------------------|-----|--------------------|-------------------|-----|--------------------|
| | $U_{уст}$ | 6 | кВ | $U_{ном}$ | 10 | кВ |
| ТП1-1250 кВА | I_p | 86 | А | $I_{ном}$ | 400 | А |
| | i_y | 3,6 | кА | $i_{нр.с}$ | 41 | кА |
| | B_k | 7,7 | кА ² ·с | $I_t^2 \cdot t$ | 768 | кА ² ·с |
| | $U_{уст}$ | 6 | кВ | $U_{ном}$ | 10 | кВ |
| ТП2,4-630 кВА | I_p | 168 | А | $I_{ном}$ | 400 | А |
| | i_y | 4 | кА | $i_{нр.с}$ | 41 | кА |
| | B_k | 9 | кА ² ·с | $I_t^2 \cdot t$ | 768 | кА ² ·с |
| | $U_{уст}$ | 6 | кВ | $U_{ном}$ | 10 | кВ |
| ТП3,6-250 кВА | I_p | 114 | А | $I_{ном}$ | 400 | А |
| | i_y | 3,5 | кА | $i_{нр.с}$ | 41 | кА |
| | B_k | 7,4 | кА ² ·с | $I_t^2 \cdot t$ | 768 | кА ² ·с |
| | $U_{уст}$ | 6 | кВ | $U_{ном}$ | 10 | кВ |
| ТП5-1000 кВА | I_p | 105 | А | $I_{ном}$ | 400 | А |
| | i_y | 2 | кА | $i_{нр.с}$ | 41 | кА |
| | B_k | 5 | кА ² ·с | $I_t^2 \cdot t$ | 768 | кА ² ·с |
| | $U_{уст}$ | 6 | кВ | $U_{ном}$ | 10 | кВ |

Выключатели для РУ 6 кВ ТП поселка Чульман проходят все условия выбора и проверки.

10.3 Предохранители 6 кВ

Для защиты силовых трансформаторов на стороне 6 кВ ТП-6/0,4 кВ от токов КЗ приняты кварцевые предохранители ПКТ. Плавкие предохранители позволяют осуществить наиболее простую и дешевую защиту электроустановки. Плавкие предохранители не требуют проведения наладочных работ, необходимых для устройств релейной защиты, выключателей и другого, более сложного оборудования.

Выбор предохранителей для защиты трансформаторов 6 кВ рассмотрим на примере ТП-3, в которой установлен трансформатор ТМГ –250.

Произведем расчёт тока плавкой вставки по формуле:

$$I_{н.в} \geq 2 \cdot I_{ном.тр}, \quad (86)$$

$$31,5 \geq 2 \cdot 14,5 = 29 \text{ А}$$

где $I_{ном.тр}$ – номинальный ток трансформатора, А.

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \quad (87)$$

$$I_{ном.тр} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,5 \text{ А}$$

Принимаем плавкую вставку на номинальный ток $I_{н.в} = 31,5 \text{ А}$.

Полученный расчетный ток плавкой вставки округляют до ближайшего стандартного сечения. Выбираем плавкий предохранитель ПКТ101-10-31,5 - 12,5УЗ Параметры: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$; $I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$. $I_{н.в} = 31,5 \text{ А}$.

В таблице 33-34 приведены результаты выбора и проверки предохранителей 6 кВ.

Таблица 33. Выбор предохранителей 6 кВ

| Расчетные данные | Каталожные данные | Условия выбора |
|------------------------------|---------------------------------|--------------------------|
| $U_y = 6 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_y \leq U_{ном}$ |
| $I_{р.мах} = 14,5 \text{ А}$ | $I_{ном} = 31,5 \text{ А}$ | $I_{р.мах} \leq I_{ном}$ |
| $I_{ПО} = 1,112 \text{ кА}$ | $I_{откл.н.} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{ПО} \leq I_{откл.н}$ |

Таблица 34 – Выбор плавких вставок предохранителей 6 кВ

| № ТП | Тип трансформатора | Предохранитель | Ток плавкой вставки, А | $I_{ном}, \text{ А}$ |
|------|--------------------|---------------------|------------------------|----------------------|
| 1 | ТМГ-1250 | ПКТ101-10-8-31,5УЗ | 31,5 | 14,4 |
| 2,4 | ТМГ-630 | ПКТ101-10-8-31,5УЗ | 31,5 | 14,4 |
| 3,6 | ТМГ-250 | ПКТ101-10-20-31,5УЗ | 31,5 | 14,4 |
| 5 | ТМГ-1000 | ПКТ101-10-8-31,5УЗ | 31,5 | 14,4 |

10.4 Автоматические выключатели 0,4 кВ

В качестве защитных аппаратов в сетях 0,4 кВ посёлка Чульман предусматриваются автоматические выключатели серии ВА57-39-340010 УХЛЗ.

Произведем выбор и проверку автоматических выключателей 0,4 кВ для РУ 0,4 кВ ТП посёлка Чульман по необходимым условиям, на примере линии ТП1-2:

- по номинальному напряжению

$$U_{H.AB} \geq U_{H.YCT}, \quad (88)$$

$$0,4 \geq 0,4 \text{ кВ},$$

- по номинальному току линии

$$I_{AB.} \geq I_{HOM.L.}, \quad (89)$$

$$500 \text{ А} > 383,1 \text{ А}$$

- по току теплового расцепителя

$$I_{T.P.} \geq 1,1 \cdot I_{P.MAX}, \quad (90)$$

$$500 \text{ А} > 1,1 \cdot 383,1 = 421 \text{ А}$$

- по предельному току отключения

$$I_{AB.OTK} \geq I_{K.MAX}^{(3)},$$

$$40 \text{ кА} > 3,2 \text{ кА},$$

где $I_{AB.OTK}$ – предельно отключаемый автоматом ток, А (каталожные данные);

$I_{K.MAX}^{(3)}$ – максимальный ток трехфазного короткого замыкания в месте установки автомата, кА.

Коэффициент чувствительности автоматического выключателя должен удовлетворять условию для автоматов с тепловым расцепителем:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(1)}}{I_{T.P}} \geq 3, \quad (91)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1236}{400} = 3,1 > 3.$$

В таблице 35 приведены результаты выбора и проверки автоматических выключателей 0,4 кВ для каждой ТП.

Таблица 35. Выбор защитной аппаратуры для отходящих линий на ТП 6/0,4 кВ.

| № линии | Участок линии | $I_K^{(3)}$, А | $I_K^{(1)}$, А | $I_{ном}$, А | Марка АВ | I_n , А | $I_{T.P.}$, А | $I_{отк}$, кА | $K_{\text{ч}}$ т.р. |
|---------|---------------|-----------------|-----------------|---------------|----------|-----------|----------------|----------------|---------------------|
| ТП-1 | | | | | | | | | |
| 1 | ТП1 - 2 | 3213 | 1236 | 383,1 | ВА57-39 | 500 | 400 | 40 | 3 |
| 2 | ТП1 - 2 | 1026 | 480 | 101,6 | ВА52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |
| 3 | ТП1 - 8 | 1955 | 887 | 212,8 | ВА52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |
| 4 | ТП1 - 1 | 3152 | 1310 | 321,7 | ВА57-39 | 500 | 400 | 40 | 3 |
| 5 | ТП1 - 8 | 466 | 1864 | 286,8 | ВА57-39 | 500 | 400 | 40 | 3 |
| ТП-2 | | | | | | | | | |
| 6 | ТП2 - 14 | 3036 | 1774 | 66,4 | ВА52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |
| 7 | ТП2 - 2 | 2437 | 1028 | 284,2 | ВА57-39 | 500 | 400 | 40 | 3 |
| 8 | ТП2 - 8 | 2036 | 940 | 210,3 | ВА52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |
| 9 | ТП2 - 1 | 1360 | 658 | 137,3 | ВА52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |
| ТП-3 | | | | | | | | | |
| 10 | ТП3 - 4 | 5405 | 666 | 393 | ВА57-39 | 500 | 400 | 40 | 3 |
| 11 | ТП3 - 5 | 1058 | 595 | 72,2 | ВА52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |
| ТП-4 | | | | | | | | | |
| 12 | ТП4 - 8 | 2165 | 902 | 284 | ВА57-39 | 500 | 400 | 40 | 3 |
| 13 | ТП4 - 11 | 5390 | 2472 | 325,4 | ВА57-39 | 500 | 400 | 40 | 3 |
| 14 | ТП4 - 10 | 1847 | 866 | 230,7 | ВА52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |
| 15 | ТП4 - 13 | 1776 | 803 | 180 | ВА52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |
| 16 | ТП4 - 11 | 5390 | 2472 | 316,3 | ВА57-39 | 500 | 400 | 40 | 3 |
| ТП-5 | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|------|----------|------|------|-------|---------|-----|-----|----|---|
| 17 | ТП5 - 10 | 5222 | 2222 | 320,3 | BA57-39 | 500 | 400 | 40 | 3 |
| 18 | ТП5 - 15 | 2351 | 1106 | 170,4 | BA52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |
| 19 | ТП5 - 7 | 7633 | 3729 | 241,6 | BA52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |
| 19,1 | ТП5 - 7 | 9929 | 4490 | 335,5 | BA57-39 | 500 | 400 | 40 | 3 |
| 20 | ТП5 - 13 | 2266 | 1229 | 102,5 | BA52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |
| ТП-6 | | | | | | | | | |
| 21 | ТП6 - 3 | 4320 | 2750 | 457,8 | BA57-39 | 500 | 400 | 40 | 3 |
| 22 | ТП6 - 16 | 674 | 373 | 60,6 | BA52-35 | 250 | 250 | 30 | 3 |

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ 6 КВ

11.1 Максимальная токовая защита

Рассчитываемая петлевая замкнутая схема в нормальном режиме работы состоит из двух защищенных линий 6 кВ, для которых предусмотрено неавтоматическое взаимное резервирование. В нормальном режиме работы схемы, на ТП-3 отключен ВН в сторону ТП-5.

Определяем ток срабатывания МТЗ для линии 6 кВ 1 СШ ПС – ТП1.

Ток короткого замыкания:

на шинах 6 кВ ТП–1 точка К-1

$$I_K^{(3)} = 3,6 \text{ кА};$$

на шинах 0,4 кВ ТП–1 приведенный к высокому напряжению 6 кВ

$$I_K^{(3)} = 280 \text{ А}.$$

Произведем расчёт тока срабатывания защиты по формуле:

$$I_{C.3} = \frac{K_H \cdot K_{\text{САМ.ЗАП.}}}{K_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАХ}} \quad (92)$$

$$I_{C.3} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{1,85} \cdot 86 = 146 \text{ А}$$

где $K_H = 1,2-1,4$ - коэффициент надежности;

$K_B = 0,8-0,85$ -коэффициент возврата реле;

$K_{\text{сам. зап.}} = 1,2-1,3$ - коэффициент самозапуска;

$I_{\text{раб.мах.}} = 86 \text{ А}$ - рабочий максимальный ток линии.

Произведем расчёт коэффициента трансформации трансформатора тока по формуле, имеющей вид:

$$\kappa_1 = \frac{I_{1H}}{I_{2H}}, \quad (93)$$

$$\kappa_1 = \frac{100}{5} = 20.$$

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт тока срабатывания реле по формуле, имеющей вид:

$$I_{CP.P} = \frac{\kappa_{CX}}{\kappa_1} \cdot I_{CЗ}, \quad (94)$$

$$I_{CP.P} = \frac{\sqrt{3}}{20} \cdot 146 = 13 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реле РТ-40, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{CP.P} = (5-60) \text{ А}$.

Произведем расчёт суммы уставок по формуле:

$$\Sigma\theta = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1, \quad (95)$$

$$\Sigma\theta = \frac{6}{5} - 1 = 0,2.$$

Принимаем уставку 0,2, следовательно $\Sigma\theta = 0,2$.

Произведем расчёт тока уставки реле по формуле:

$$I_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{MIN}, \quad (96)$$

$$I_{уст} = (1 + 0,2) \cdot 5 = 6 \text{ А.}$$

Произведем расчёт времени срабатывания защиты по формуле, имеющей вид:

$$t_{сз} = t_{mo} + \Delta t, \quad (97)$$

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

Произведем расчёт коэффициента чувствительности МТЗ при коротком замыкании на выводах трансформатора ТП-1 по формуле, имеющей вид:

$$K_{ч} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{с.з.} \cdot K_1} \geq 1,5, \quad (98)$$

$$K_{ч} = \frac{3700}{146 \cdot 20} = 1,5 \geq 1,5,$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условиям выбора. МТЗ обладает требуемой чувствительностью к минимальным токам короткого замыкания.

11.2 Токовая отсечка

Произведем расчёт тока срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{с.о.} \geq K_H \cdot I_K^{(3)}, \quad (99)$$

$$I_{с.о.} \geq 1,6 \cdot 280 = 448 \text{ А,}$$

где $I_K^{(3)} = 280 \text{ A}$ - ток КЗ на шинах 0,4 кВ, за трансформатором, приведенный к напряжению 10 кВ,

$K_n = 1,6$ - коэффициент надежности (для реле РТ-80).

Произведем расчёт времени срабатывания защиты по формуле:

$$t_{CЗ} = t_{mo}, \quad (100)$$

$$t_{CЗ} = 0.4 \text{ с.}$$

Произведем расчёт коэффициента чувствительности токовой отсечки по формуле:

$$K_{ч.ТО} = \frac{I_{K.3.min}^{(2)}}{I_{C.O.}}, \quad (101)$$

$$K_{ч.ТО} = \frac{3163,5}{448} = 7 \geq 3,$$

где $I_{K=3}^{(2)} = 3,1635 \text{ кА}$ - ток двухфазного КЗ в точке К-1.

Коэффициент чувствительности соответствует условиям выбора. ТО обладает требуемой чувствительностью к минимальным токам короткого замыкания.

11.3 Защита нулевой последовательности

Так как сеть 6 кВ – сеть с малыми токами замыкания на землю, то защита выполняется с действием на сигнал.

Принимаем к установке реле РТЗ 51, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{CР.Р} = (0,02-0,12) \text{ А}$.

Измерительным органом является трансформатор тока нулевой последовательности типа ТЗРЛУЗ.

Для провода СИП-3 1x50 удельный емкостной ток однофазного замыкания на землю $I_{C0} = 1,8 \text{ А/км}$. Ток срабатывания защиты выбирается из условия

несрабатывания защиты от броска собственного емкостного тока линии при внешних КЗ.

Произведем расчёт тока нулевой последовательности линии по формуле, имеющей вид:

$$I_{0Л} = I_{C0} \cdot L, \quad (102)$$

$$I_{0Л} = 1,8 \cdot 5,119 = 9,21 \text{ А.}$$

Произведем расчёт тока срабатывания защиты по формуле:

$$I_{CЗ} = I_{0Л} \cdot K_{ОТС} \cdot K_{\delta}, \quad (103)$$

$$I_{CЗ} = 2 \cdot 1,1 \cdot 9,21 = 20,27 \text{ А,}$$

где $K_{ОТС} = 2$ – коэффициент отстройки для защиты без выдержки времени.

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт времени срабатывания защиты по формуле, имеющей вид:

$$t_{CЗ} = t_{ммз} + \Delta t, \quad (104)$$

$$t_{CЗ} = 0,8 + 0,4 = 1,2 \text{ с.}$$

12 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ 6/0,4 КВ

Рассчитываем заземляющее устройство на ТП 6/0,4 кВ.

Сеть работает с изолированной нейтралью, естественных заземлителей нет. Удельное сопротивление грунта при нормальной влажности $\rho = 62$ (Ом·м). Электрооборудование ТП занимает площадь $S = 18 \cdot 8$ (м²).

Сопротивление заземляющего устройства согласно ПУЭ в электроустановках 6-35 кВ с изолированной нейтралью в любое время года должно удовлетворять условию:

$$R_z \leq \frac{250}{I_z}, \quad (105)$$

где I_z – расчётный ток замыкания на землю.

На стороне 6 кВ расчётный ток замыкания на землю 8 А, а на стороне 0,4 кВ ток замыкания на землю 19 А.

для 6 кВ:

$$R_z \leq \frac{250}{8} = 31,25 \text{ Ом}$$

для 0,4 кВ:

$$R_z \leq \frac{250}{19} = 13,15 \text{ Ом}$$

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства нейтрали трансформатора 0,4 кВ должно быть не более 4 Ом.

Заземляющее устройство выполняем в виде контура из полосы 40х4 мм.

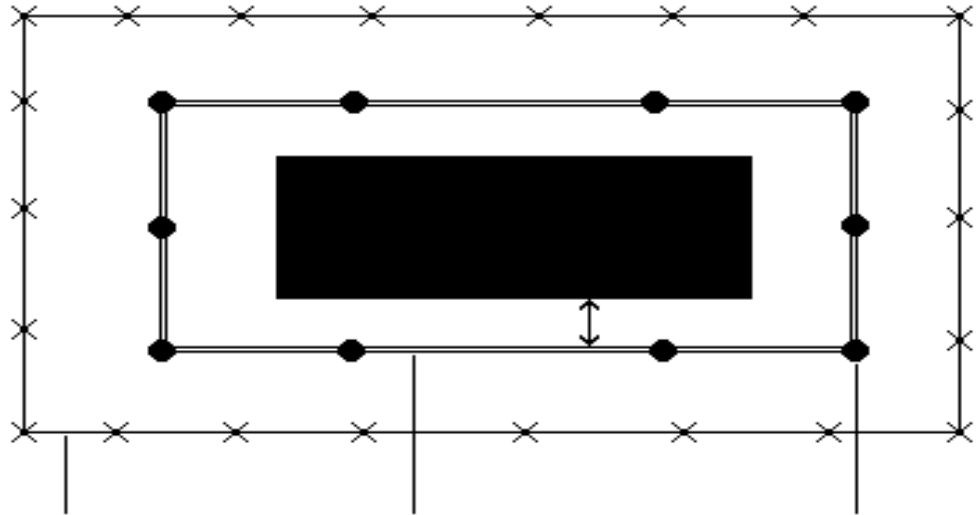


Рисунок 4. Контур заземления

Произведем расчёт сопротивления грунта по формуле:

$$\rho_{расч} = K.сез \cdot \rho, \quad (106)$$

$$\rho_{расч} = 1,45 \cdot 62 = 89,9 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

где: $K.сез$ – коэффициент сезонности, учитывающий изменение свойств грунта по сезонам;

ρ - находим по таблице 16.2. для глины $\rho=62 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Произведем расчёт сопротивления одного вертикального стержня по формуле:

$$r = 0,27 \cdot \rho_{расч}, \quad (107)$$

$$r = 0,27 \cdot 89,9 = 24,27 \text{ Ом}.$$

Произведем расчёт необходимого числа стержней по формуле:

$$n = \frac{r}{R_z \cdot \eta}, \quad (108)$$

$$n = \frac{24,27}{4 \cdot 0,52} = 11,7 \text{ стержней}$$

где $\eta = 0,52$ – коэф использования верт. заземлителей

Заземляющее устройство выполняется общим, поэтому сопротивление заземляющего устройства: $R_z = 4 \text{ Ом}$.

Произведем расчёт сопротивления заземляющей полосы по формуле:

$$r = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{bt}, \quad (109)$$

$$r = \frac{0,366 \cdot 3 \cdot 62}{60} \cdot \ln \frac{2 \cdot 60^2}{40 \cdot 110^{-3} \cdot 0,7} = 8,8 \text{ Ом},$$

где l – длина полосы, $l=60\text{м}$;

t – глубина заложения, м;

b – ширина полосы, м;

ρ – сопротивление грунта в случае ухудшения условий прокладки, приближенно увеличивается в 3 раза, $3 \cdot 62=186 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Для расчёта заземления ТП обеспечивается расчёт сопротивления полосы в контуре по формуле, имеющей вид:

$$R_z = \frac{r}{\eta}, \quad (110)$$

$$R_z = \frac{8,8}{0,34} = 25,9 \text{ Ом}$$

Произведем расчёт сопротивления вертикальных заземлителей по формуле:

$$R_6 = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 - R_3}, \quad (111)$$

$$R_6 = \frac{25,9 \cdot 4}{25,9 - 4} = 4,73 \text{ Ом.}$$

Произведем расчёт числа стержней по формуле:

$$r' = \frac{r_6}{R_6 \cdot \eta}, \quad (112)$$

$$r' = \frac{24,3}{4,73 \cdot 0,52} = 9,87 \text{ Ом.}$$

Окончательно принимаем 10 стержней.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

13.1 Безопасность

В данной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция системы электроснабжения 6/0.4 кВ поселка Чульман:

- реконструкция ТП 6/0.4 кВ с заменой оборудования и силовых трансформаторов.
- реконструкция сети 6 и 0.4 кВ с заменой воздушных и части кабельных линий.
- реконструкция КРУН Чульманской ТЭЦ 6 кВ.

13.1.1 Меры безопасности при замене кабельных линий 0,4 кВ

Процесс разработки кабельных траншей в система электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман при прокладке кабелей осуществляется только после согласованного руководителем работ письменного разрешения от организации, которая эксплуатирует или владеет на праве собственности подземными коммуникациями, которые присутствуют в районе прохождения трассы, где укладывается новая цепь прокладываемого кабеля.

На чертеже трассы кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман должны быть точно показаны все пересекаемые подземные коммуникации, места пересечений кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ Чульман обозначаются производителем работ на местности.

Присутствие производителя работ или мастера является обязательным условием при проведении работ по вскрытию при рытье траншей на пересекаемых подземных коммуникациях системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман. Организация, эксплуатирующая действующую кабельную линию 0.4 кВ поселка Чульман осуществляет надзор за работами в близости от пересекаемых действующих кабельных линий. При возникновении опасности для работающих на кабельной линии, наблюдающий обязан прекратить работу.

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман грунт разрабатывают без

резких ударов вручную с использованием лопат. Ударные инструменты запрещено применять при разработке грунта на действующих кабельных линиях 0.4 кВ.

При рытье траншей в системе электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман принимается во внимание величина допустимых откосов для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно обустраивают стенки траншей и котлованов от разрушения. Выбранный из траншеи грунт размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. Для противоположной стороны траншеи предусматривается размещение материала дорожного покрытия.

Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

Использование крепления стенок траншеи является обязательным для работы в траншее. Лестницы или стремянки должны быть использованы при работах в них, когда глубина траншеи превышает 1 м. Для трассы кабельной линии системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман, по близости от которой происходит движение людей и транспорта, обязательно устраивается ограждение или устанавливаются предупредительные плакаты. В темное время суток используются предупредительные огни в местах трассы кабельной линии.

Конец кабеля при размотке и перемотке барабанов, на который намотан кабель, должен быть надёжно закреплён. Прокладка кабелей системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман осуществляется с использованием спецодежды и средств защиты. Перед началом перемещения кабельного барабана или размотки кабеля проводится демонтаж опасных предметов из рабочих поверхностей. Работа с кабельными барабанами проводится с учётом мер по защите рабочих от повреждений выступающими частями барабана.

Перед началом разматывания кабельного барабана должно быть предусмотрено устройство торможения барабана, допустимо использовать простейшие подручные средства. Кабельный барабан валом для его раскатки монтируется на специальные тележки или специальные домкраты.

При необходимости прогрева кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В. При напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля должна быть заземлена, дополнительно заземляются все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве.

При механизированной протяжке кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман контролируется процесс соприкосновения кабеля с тросом лебедки или тянущего механизма, так как надёжность крепления кабеля не должна быть нарушена, кабель не должен срываться во время натяжения. При этом с помощью динамометра контролируют усилие натяжения, которое не должно превышать допустимого.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок.

При протяжке кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман внутри помещений через проем в стене рабочие должны быть поставлены по обе стороны проема. При протяжке кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман в трубе следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

13.1.2 Меры безопасности при замене воздушных линий 6/0,4 кВ

Отключение воздушных линий в системе электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман является обязательным условием работы на проводах.

Расстояние от проводов СИП до деревьев в системе электроснабжения 0.4 кВ поселка Чульман должно быть не менее 0,55 м. Расстояние от проводов СИП

до механизмов с грузоподъёмными приспособлениями или работников, осуществляющих монтаж системы электроснабжения 0,4 кВ поселка Чульман должно быть не менее 1 м.

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман перед проведением работ по расчистке трассы отключаются и заземляются.

Воздушные линии системы с проводом СИП электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман при проведении работ с помощью изолирующих штанг и средств защиты от высокого напряжения по снятию набросов незаконного потребления электроэнергии также отключаются и заземляются.

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман при проведении работ по замене жгута проводов целиком, по разъединению или соединению одного, или нескольких проводов на ВЛ отключаются.

Выборочное отключение фазного провода при проведении работ по замене провода вместо отключения всех фазных проводов допускается для воздушных линий с проводом СИП системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман. В таком случае выделяется и маркируется соответствующий провод, проверяется отсутствие напряжения на нем, исключается возможность подачи напряжения на провод со всех направлений, провод заземляется.

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман при проведении работ на них без снятия напряжения допускается реконструировать в объёме: модернизация линейной арматуры, модернизация опор, перетяжка проводов СИП, модернизация зажимов ответвлений и соединений, модернизация изоляции фазного провода, ревизия держателей и изоляторов, подключение или отсоединение потребителей, в том числе в рамках борьбы с бездоговорным и безучётным потреблением.

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман при проведении работ на нулевом неизолированном проводе

обеспечиваются средствами изоляции нулевого провода в местах его крепления к стальной арматуре посредством изолирующих колпаков и накладок.

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман при проведении работ на них без снятия напряжения не допускается реконструировать в следующих случаях: ошибочное действие бригады по отключению ВЛ с проводом СИП, средства защиты и изоляции неисправны или повреждены, неблагоприятные погодные условия дождя, снега, метели, порывистого ветра или комбинации явлений погоды.

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман при проведении работ по наряду на них без снятия напряжения следует оснащать соответствующей документацией по нарядам и допускам. Количество работников по наряду не менее двух, 4 и 3 группы допуска.

Работники, приступающие к реконструкции воздушных линий с проводом СИП системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман при проведении работ по наряду на них без снятия напряжения должны пройти подготовку и получить право на проведение соответствующих работ, предусматривающих работу на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которым выполняются работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте с обязательным использованием средств защиты от падения с высоты, о чем должна быть сделана соответствующая запись в удостоверении о проверке знаний правил работы в электроустановках, форма которого регламентирована.

13.2 Экологичность

В данном пункте работы проводится расчёт безопасного расстояния от КТПН 6/0,4 кВ посёлка Чульман до территории, где расположены жилые дома.

Акустическое действие шума на территории непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений нормируется:

$$L_{a_{max}} = 55 \text{ дБА с } 7^{00} - 23^{00} \text{ часов};$$

$L_{a_{max}} = 45 \text{ дБА}$ с 23⁰⁰-7⁰⁰ часов.

Трансформаторы разной мощности с естественным масляным охлаждением посёлка Чульман (марки ТМ) имеют скорректированные уровни звуковой мощности:

Для трансформаторов мощностью 63-100 кВА - $L_{pa} = 59 \text{ дБА}$;

Для трансформаторов мощностью 160 кВА - $L_{pa} = 62 \text{ дБА}$;

Для трансформаторов мощностью 250 кВА - $L_{pa} = 65 \text{ дБА}$;

Для трансформаторов мощностью 400 кВА - $L_{pa} = 68 \text{ дБА}$.

Произведем расчёт суммарного скорректированного уровня звуковой мощности для трансформатора ТМГ-250/6 на ТП-6 по формуле, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{PAi}}, \quad (113)$$

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot 65} = 68 \text{ дБА},$$

где L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности для одного трансформатора ТМГ-250, согласно, 65 дБА.

Для расчёта минимального расстояния по шуму от ТП-1 посёлка Чульман до территории жилой застройки применяется формула:

$$R_{\text{мин}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{PA\Sigma} - L_A}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (114)$$

$$R_{\text{мин}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{68-45}{10}}}{2 \cdot 3,14}} = 17,7 \text{ м.}$$

В результате определяется значение минимального расстояния, на котором должна быть расположена ТП-6 от жилой зоны посёлка Чульман.

В таблице 36 приведены результаты расчёта расстояния от ТП до жилой зоны посёлка Чульман.

Таблица 36. Результаты расчёта расстояния от ТП до жилой зоны посёлка Чульман.

| № ТП | $S_{\text{пуст}}$, кВА | $L_{\text{ра}}$, дБА | $L_{\text{ра}\Sigma}$, дБА | R_{min} , м | $R_{\text{факт}}$, м |
|------|-------------------------|-----------------------|-----------------------------|----------------------|-----------------------|
| ТП-1 | 1250 | 77 | 77 | 50 | 50 |
| ТП-2 | 630 | 71 | 71 | 25 | 50 |
| ТП-3 | 250 | 65 | 68 | 17,7 | 50 |
| ТП-4 | 630 | 71 | 75 | 40 | 50 |
| ТП-5 | 1000 | 74 | 74 | 35 | 50 |
| ТП-6 | 250 | 65 | 68 | 17,7 | 50 |

Как видно из таблицы 36, уровень звукового давления от источников шума не выходит за рамки санитарно – гигиенических норм. Следовательно, все расстояния от ТП до ближайших жилых домов, поликлиники, школы обеспечивают экологичность проекта по реконструкции ТП посёлка Чульман.

12.3 Чрезвычайные ситуации

Для чрезвычайной ситуации пожара в системе электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман приводятся меры пожарной безопасности в КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ, трансформаторах ТП, кабельных и воздушных линиях системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман.

При возникновении пожара на КРУН Чульманской ТЭЦ первый заметивший загорание должен сообщить начальнику группы подстанции (мастеру).

В свою очередь начальник группы подстанции (мастер) в их отсутствие оперативный или оперативно-производственный персонал должен немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану, при этом назвать адрес подстанции, место возникновения пожара, указать количество трансформаторного масла, находящегося в горящем оборудовании, сообщить диспетчеру АО ДРСК.

Начальник ЧТЭЦ (мастер, оперативный или оперативно-производственный персонал) до прибытия первого пожарного подразделения к месту пожара является руководителем тушения пожара и обязан:

- оценить пожарную обстановку, спрогнозировать распространение пожара и возможность образования новых очагов горения;

- принять меры по созданию безопасных условий персоналу и л/с пожарных подразделений для тушения пожара, в случае угрозы жизни людей немедленно организовать их спасение;

- произвести необходимые операции по отключению и заземлению оборудования ЧТЭЦ, отключение или переключение в зоне пожара может производиться по типовым бланкам переключения или по оперативным карточкам, с последующим уведомлением диспетчера ОДС;

- мобилизовать персонал и членов ДПД на тушение пожара первичными средствами пожаротушения;

- направить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и ближайших водоисточников;

- провести инструктаж по правилам БЭЭ и выдать письменный допуск на тушение пожара первому прибывшему старшему оперативному начальнику пожарной охраны.

Старший начальник пожарной охраны, прибывший к месту пожара, обязан немедленно связаться с руководителем тушения пожара, получить от него данные об обстановке на пожаре и письменный допуск на проведение тушения в котором указывается, какое оборудование или какие его токоведущие части остались под напряжением, какие обесточены и принять на себя обязанности руководителя тушения пожара.

Для руководства тушением пожара организуется штаб. В состав штаба входит начальник группы подстанций (мастер, оперативный или оперативно-ремонтный персонал), который должен иметь на руке красную отличительную повязку с нанесенным знаком электрического напряжения.

При тушении пожара работа пожарных подразделений (расстановка сил и средств пожаротушения, перемена позиций, переход от одних средств пожаротушения к другим и т.п.) производится с учетом указаний представителя группы подстанций. В свою очередь представитель группы подстанций согласовывает с

РТП свою работу и распоряжения, а также информирует во время пожара об изменениях в состоянии работы электроустановок и другого оборудования.

Основой безопасного тушения пожаров в системе электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман является строгое соблюдение организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, а также сознательная дисциплина персонала и пожарных, участвующих в тушении.

Тушение пожаров в системе электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман под напряжением осуществляется при соблюдении таких обязательных условий:

- недопущение приближения пожарных к токоведущим частям системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман на расстояния до горящих электроустановок под напряжением при подаче пожарными огнетушащих веществ из ручных стволов

- согласование РТП с начальником ЧТЭЦ (мастером, оперативным, оперативно-производственным персоналом) маршрутов движения пожарных на боевые позиции и конкретное указание их каждому пожарному при инструктаже;

- выполнение работы пожарными и водителями пожарных автомобилей, обеспечивающих подачу огнетушащих веществ, в диэлектрических перчатках, ботах или сапогах;

- подача огнетушащих веществ после заземления ручных пожарных стволов и пожарных автомобилей;

- недопущение тушения пожаров в электроустановках при видимости меньше 10 м;

При тушении пожара в системе электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман запрещается:

- выполнение любых отключений и прочих операций с электрическим оборудованием системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман личному составу пожарных подразделений;

- приближение к машинам и механизмам, применяемым для подачи огнетушащих веществ на горящие электроустановки системы электроснабжения

6/0,4 кВ поселка Чульман, находящимся под напряжением, лицам, непосредственно не занятым в тушении пожара.

При тушении пожара в системе электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман без снятия напряжения пожарные автомобили и стволы должны быть заземлены, а ствольщик должен работать в диэлектрической обуви и диэлектрических перчатках.

Тушение пожара в помещениях с электроустановками системы электроснабжения 6/0,4 кВ поселка Чульман, находящимися под напряжением до 6 кВ допускается всеми видами пен с помощью ручных средств запрещается, так как пена и раствор пенообразователя обладают повышенной электропроводимостью, по сравнению с распыленной водой.

При необходимости тушения пожара воздушно-механической пеной, с объемным заполнением помещения пеной, производится предварительное закрепление пеногенераторов, их заземление, а также заземление насосов пожарных машин

Устройства для заземления пожарных стволов, пеногенераторов и пожарной техники изготавливаются в необходимом количестве из гибкого медного провода сечением не менее 16мм². Во всех случаях длина провода не ограничивается и определяется из необходимости, допущения свободного маневрирования лица, работающего пожарным стволом.

Места заземления пожарной техники определяется специалистами предприятия совместно с представителя пожарной охраны, оборудуются и вывешиваются таблички.

Необходимое количество заземлений, диэлектрической обуви, диэлектрических перчаток и места их хранения определяются начальниками групп ПС, исходя из расчета подачи огнетушительных средств на горящее электрооборудование.

Запрещается пользование указанными заземляющими устройствами, диэлектрической обувью и перчатками, кроме случаев пожара или проведения совместных с пожарными подразделениями тренировок на подстанции.

При аварии на трансформаторах 6/0,4 кВ системы электроснабжения поселка Чульман с возникновением пожара, он должен быть отключен от сети со всех сторон и заземлен.

После снятия напряжения, тушение пожара следует производить любыми средствами пожаротушения (распыленной водой, воздушно-механической пеной, огнетушителями)

При пожаре трансформаторах 6/0,4 кВ системы электроснабжения поселка Чульман установленном в закрытом помещении (камере) и закрытом распределительном устройстве, должны быть приняты меры по предупреждению распространения пожара через проемы, каналы и др. При тушении пожара следует применять те же средства тушения пожара, как и для трансформаторов наружной установки.

При внутреннем повреждении трансформаторах 6/0,4 кВ системы электроснабжения поселка Чульман, с внутренним выбросом масла через выхлопную трубу или через нижний разъем (срез болтов и деформация фланца разъема) и возникновением пожара внутри трансформатора, следует вводить средства тушения пожара внутрь трансформатора, через верхние люки и через деформированный разъем.

При возникновении пожара трансформаторах 6/0,4 кВ системы электроснабжения поселка Чульман сливать масло из трансформаторов запрещается, так как это может привести к повреждению внутренних обмоток и трудности дальнейшего тушения.

Во время развившегося пожара на трансформаторах 6/0,4 кВ системы электроснабжения поселка Чульман необходимо защищать от действия высокой температуры водными струями металлические опоры, порталы, соседние трансформаторы и другое оборудование, при этом в зоне действия водяных струй с ближайшего оборудования и распределительных устройств должно быть снято высокое напряжение, и они должны быть заземлены.

При пожаре в кабельных сооружениях системы электроснабжения поселка Чульман должны быть приняты меры по снятию напряжения с кабелей. В

первую очередь снимается напряжение с кабелей, имеющих более высокое напряжение.

В целях предупреждения распространения пожара в системе электроснабжения поселка Чульман принимаются меры по изоляции кабелей от остального оборудования.

Для прохода в кабельные сооружения системы электроснабжения поселка Чульман и подачи от пожарных машин воздушно-механической пены, кроме основных входов (дверных проемов) следует использовать имеющиеся люки.

При подаче пены в кабельные помещения системы электроснабжения поселка Чульман через дверные проемы пеногенераторы закрепляются в верхней части вблизи ее.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были поставлены задачи по реконструкции системы электроснабжения 6/0,4 кВ посёлка Чульман, реконструкции питающих ячеек КРУН 6 кВ Чульманской ТЭЦ, расчёту электрических нагрузок, расчёту токов КЗ, выбору и проверке оборудования и средств РЗиА, соблюдению мер безопасности при реконструкции сети 6/0,4 кВ и соблюдении экологичности работы.

Реконструкция системы электроснабжения поселка Чульман выполнена с целью обеспечить высокую надежность электроснабжения, экономичность и уменьшение потерь в электрических сетях.

При реконструкции схемы электроснабжения поселка Чульман были учтены факторы окружающей среды, объемов электросетевого хозяйства и эксплуатации оборудования после реконструкции.

Полученные результаты по итогу работы соответствуют поставленным задачам при выполнении работы и включают следующий объём технических расчётов по профил. «Электроэнергетика»:

- была определена расчетная нагрузка;
- было произведено технико-экономическое сравнение, вариантов схем электроснабжения;
- по минимальным затратам был выбран наиболее оптимальный вариант (петлевая схема 6 кВ);
- по расчетным значениям токов короткого замыкания был произведен выбор оборудования и аппаратов защиты.
- по расчетным значениям токов короткого замыкания были выбраны и проверены средства РЗиА, защита оборудования обеспечивается вакуумными выключателями, кварцевыми предохранителями, автоматическими выключателями, выключателями нагрузки, ограничителями перенапряжения;

- для реконструируемых КТПН 6/0,4 кВ выполнен расчёт заземляющего устройства для обеспечения защиты персонала в различных режимах работы оборудования КТПН;

- приведены меры безопасности при реконструкции сетей 6/0,4 кВ посёлка Чульман, рассчитано безопасное расстояние по шуму для использованных в работе КТПН от границы зоны жилой застройки, приведены меры пожарной безопасности на случай их возникновения в электроустановках посёлка Чульман.

Данная бакалаврская работа разработана на основе применения утвержденных типов конструкций и оборудования серийного заводского изготовления с соблюдением всех требований нормативно-технической документации.

Выбранные при этом схемы распредустройств обеспечивают надежную передачу потоков мощности через трансформаторы на сторону низшего напряжения и вместе с тем отличаются относительной простотой и экономичностью.

Согласно расчетам, произведенным в проекте, оборудование ПС, КТПН и КРУН устойчиво к действию токов КЗ, выбрано с учетом требований в части климатического исполнения и категорий размещения и способно выполнять свои функции в нормальных и аварийных режимах работы.

В бакалаврской работе были рассмотрены вопросы эксплуатации электрооборудования, релейной защиты, экономики, безопасности жизнедеятельности и экологии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алиев, И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию : моногр. / И. И. Алиев, – Москва : Высшая школа, 2010. – 255 с.
- 2 Воронина А. А. Безопасность труда электроустановках / А.А. Воронина, Н. Ф. Шибенко . - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2017. – 192 с.
- 3 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление ,2001г.
- 4 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные
- 5 ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. [Электронный ресурс]. URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4294837/4294837241.htm>
- 6 ЗАО РИМ [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.04.2021. – Режим доступа : www.zao-rim.ru – 10.04.2021.
- 7 Каменев, В. Д. Справочник по экономической теории / В. Д. Каменев. – Москва : Владос, 2016. – 194 с.
- 8 Киреева Э. А. Справочная книга электрика / Э. А. Киреева, В. И. Григорьев, В. А. Миронов, А. Н. Чохонелидзе, В. В. Григорьев; под ред. В.И. Григорьева. – Москва : Колос, 2014. – 746 с.
- 9 РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. https://www.elec.ru/viewer?url=/library/rd/rd_34_20_185-94.pdf
- 10 ПАО «Укрэлектроаппарат», трансформаторы силовые типа ТМГ, <https://www.kesch.ru/upload/iblock/4ba/4ba36558095d819a503bf7c63e5b01af.pdf>.
- 11 Марков, Р. В. Дипломное проектирование для сел и поселков / Р. В. Марков – Москва : Энергия, 2012. – 193 с.
- 12 Наумов, И. В. Электроснабжение сельского хозяйства / И. В. Наумов, Т. Б. Лещинская – Иркутск : ИрГСХА, 2015. – 211 с.
- 13 Ополева, Г. Н. Новое электрооборудование в системах электроснабжения / Г. Н. Ополева – Иркутск: Издат – во ИГУ, 2013. – 194 с.

14 Ополева, Г. Н. Электроснабжение: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования : моногр. / Г. Н. Ополева, – Москва : Высшая школа, 2018. – 328 с.

15 Пастухов, В. С. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения. Методические указания по курсовому проектированию. / В. С. Пастухов. – Владивосток : ДВГТУ, 2014. – 24 с.

16 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий : Руководящий документ РД-153.-34.0-03.301-00. - М. : ЗАО Энергетические технологии, 2000. – 116 с.

17 Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах . - 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 192 с.

18 Правила устройства электроустановок: Справочник / М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2013. – 184 с.

19 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

20 Приказа управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 20.12.2020 г. №237-пр/э, «Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии на территории Амурской области».

21 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

22 Руководящий документ «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» РД-34.20.185-94. – Министерство топлива и энергетики РФ, 1995.-32 с.

23 Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки

24 Сиротенко, Б. Г. Электрические станции и подстанции : моногр. / Б. Г. Сиротенко. – Севастополь : СНУЯЭиП, 2017. – 107 с.

25 СТО 56947007-29.240.01.271-2019. Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.271-2019.pdf (дата обращения 10.06.2021)

26 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – Москва : НТФ «Энергопрогресс», 2009. – 513 с.

27 Федеральная служба государственной статистики по Амурской области [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.04.2021. – Режим доступа : <http://www.amurstat.ru>– 10.04.2021.

28 Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов / А. А. Федоров, Каменева В.В. – 3 – е изд. – Москва : Энергия, 2010. – 408 с.

29 Фёдоров, В. А. Библия релейной защиты и автоматики / В. А. Фёдоров. – Новосибирск : Новосибирский институт повышения квалификации, 2018. – 277с.

30 Рекомендации по расчету сопротивления цепи «фаза-нуль». Главэлектромонтаж. 1986 г.

31 ГОСТ 28249-93 – Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.

32 Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сети 0,4 кВ. Учебное пособие. 2008 г.

33 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: моногр. / М.А. Шабад. – Санкт-Петербург : ПЭИПК, 2015. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 с.

34 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под ред. В. Г. Герасимова, А. И. Попова. – 9-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2014. – 964 с.