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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«25» 06 2020 г.

# БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения села Сычевка Свободненского района Амурской области

Исполнитель
студент группы 642-об3 _____ 16.06.2020 Ю.А. Шаповалов
подпись, дата

Руководитель
профессор, докт.техн.наук _____ Н.В. Савина
подпись, дата

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук _____ 22.06.2020 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель _____ 22.06.2020 Н.С. Бодруг
подпись, дата

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«15» 04 2020 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента *Шаповалова Юрия Андреевича*

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Реконструкция системы электроснабжения села Сычевка Свободненского района Амурской области*
(утверждено приказом от 23.03.2020 г. № 657-уч)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *генеральный план. Материалы преддипломной практики. Схема существующих электрических сетей. Нормативно-справочная литература, ПУЭ, ГОСТы*

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *Характеристика объекта проектирования. Расчет электрических нагрузок. Реконструкция сети 0,4 кВ. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов. Расчет токов короткого замыканя. Выбор и проверка оборудования. Релейная защита. Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции. Безопасность и экологичность*.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) *1. Поопорная схема после реконструкции; 2. Однолинейная схема сети 10 кВ села Сычевка; 3. План и разрез трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ; 4. Однолинейная схема подстанции «Сычевка» 35/10 кВ; 5. Молниезащита подстанции 35/10 кВ «Сычевка»; 6. Защита понижающего трансформатора ТМН – 1600/35/10 на базе «Сириус – Т».*

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

7. Дата выдачи задания 15.04.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: *Н.В. Савина профессор,докт.техн.наук*
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

# РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 139 с., 17 рисунков, 151 формулы, 51 таблицы, 21 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАНЫЙ ПРОВОД, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ.

Необходимость реконструкции системы электроснабжения села Сычевка питающейся от подстанции 35/10 кВ «Сычевка» возникла в связи с износом электрооборудования. Для увеличения качества и надёжности электроснабжения потребителей села были выполнены следующие изменения. На основании расчетов электрических нагрузок была проведена реконструкция низковольтной и распределительной сети. Произведена замена неизолированных сталеалюминевых проводов на более надёжные самонесущие изолированные провода. Также подверглись замене большая часть трансформаторных подстанций 10/0,4 на более мощные.

Реконструкция села заключалась не только в замене электрооборудования на новое, но и проверка существующего не превысившего срок эксплуатационной службы оборудования на подстанции 35/10 кВ «Сычевка». Выбор и проверка проводились по расчётным токам КЗ.

Реконструкция системы электроснабжения села Сычевка проводилась с соблюдением правил экологичности и безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 9
1 Характеристика села Сычевка Свободненского района Амурской области 11
1.1 Краткое описание села 11
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности 11
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии села 14
2 Анализ существующей системы электроснабжения села 17
2.1 Источники питания и их анализ 17
2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП 18
2.3 Характеристика системы электроснабжения села и ее анализ 19
2.4 Определение целесообразности реконструкции системы электроснабжения села 22
3 Расчет электрических нагрузок 24
3.1 Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников 24
3.2 Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников 27
4 Реконструкция системы низковольтного электроснабжения села 29
4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения при реконструкции 29
4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий 29
4.3 Выбор марок и сечений и количества линий 32
4.4 Расчет наружного освещения 36
4.5 Расчет электрических нагрузок ТП 37
5 Выбор ТП 41

5.1 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП с учетом компенсации реактивной мощности 41
5.2 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение 44
5.3 Определение места расположения ТП 46
6 Разработка вариантов реконструкции системы электроснабжения села и их анализ 48
6.1 Варианты схемы конфигурации сети 48
6.2 Выбор номинального напряжения распределительной сети 49
6.3 Расчет электрической нагрузки на стороне ТП 10 кВ 50
6.4 Выбор сечения самонесущего изолированного провода 10 кВ 52
6.5 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети 55
6.6 Определение суммарной нагрузки села 57
7 Реконструкция питающих сетей села 59
7.1 Выбор и проверка номинального напряжения питающих линий 59
7.2 Выбор и проверка марки и сечения питающих линий, их конструктивное исполнение 59
7.3 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов питающей подстанции при реконструкции 61
8 Расчет токов короткого замыкания 63
8.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции Сычевка 64
8.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ 68
8.3 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 0.4 кВ 71
9 Реконструкция подстанции Сычевка 74
9.1 Выбор и проверка оборудования ВН 74

9.1.1 Выбор и проверка выключателей. 74
9.1.2 Выбор и проверка разъединителей 77
9.1.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 78
9.1.4 Выбор и проверка трансформатора тока 83
9.1.5 Выбор и проверка нелинейного ОПН 86
9.1.6 Выбор и проверка шинных конструкций на 35 кВ 86
9.1.7 Выбор высокочастотных заградителей 87
9.2 Выбор и проверка оборудования низкого напряжения 88
9.2.1 Выбор и проверка выключателей 10 кВ 88
9.2.2 Выбор и проверка разъединителей на 10 кВ 89
9.2.3 Выбор и проверка трансформатора напряжения 10 кВ 90
9.2.4 Выбор и проверка трансформатора тока 10 кВ 91
9.2.5 Выбор и проверка нелинейного ОПН 10 кВ 91
9.3 Заземление подстанции Сычевка 91
9.4 Молниезащита подстанции Сычевка 98
9.6 Выбор защитных аппаратов на ТП 100
9.6.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов 100
9.6.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ 101
9.6.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ 102
10 Проверка сечений самонесущего изолированного провода на термическую стойкость к токам короткого замыкания 104
10.1 Проверка выбранного сечения ВЛ 10 кВ на воздействие токов КЗ 104
11 Конструктивное исполнение системы электроснабжения села после реконструкции 106
12 Релейная защита и автоматика, сигнализация в схеме электроснабжения после реконструкции 108

12.1 Выбор системы оперативного тока 108
12.2 Релейная защита силового трансформатора 108
12.2.1 Устройства «Сириус – Т» 108
12.2.2 Расчет и выбор уставов защит трансформатора 109
12.2.3 Резервные защиты 113
12.3 Релейная защита отходящего присоединения 116
12.4 Автоматика 116
13 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции села 117
14 Безопасность и экологичность проекта 123
14.1 Безопасность проекта 123
14.1.1 Микроклимат помещения 123
14.1.2 Шум оборудования 123
14.1.3 ЭМП промышленной частоты 124
14.1.4 Электробезопасность 125
14.2 Экологичность 126
14.2.1 Влияние ПС на атмосферу 126
14.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу 126
14.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом 126
14.2.3 Расчет шумового воздействия трансформатора 129
14.3 Чрезвычайные ситуации 132
14.3.1 Требования пожарной безопасности 132
14.3.2 Требования пожарной безопасности к электроустановкам 134
14.3.3 Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения 135
Заключение 137
Библиографический список 138

# ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничители перенапряжений;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

СИП – самонесущий изолированный провод;

СЭС – система электроснабжения;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ТП – трансформаторная подстанция;

ЭС – электрические сети.

# ВВЕДЕНИЕ

Главной цель выпускной квалификационной работы является оценка существующей сети: низковольтной и распределительной сети получающей питания от подстанции 35/10 кВ «Сычевка». При реконструкции новой сети на базе существующей должна выполнять заданные задачи.

Реконструкция системы электроснабжения села и питающей подстанции 35/10 кВ «Сычевка» возникла в связи большим износом электрооборудования. Необходимость предусмотреть планомерный план проведения реконструкции всех сетей электроснабжения. Задачей реконструкции является обеспечения надёжного и бесперебойного питания при минимальных капиталовложениях и затратах на монтаж. Данная задача является основной при реконструкции сетей.

Реконструкции села производится с учетом на перспективный рост коммунально – бытовой нагрузки. Рассматривается вопрос целесообразности замены питающих силовых трансформаторов и питающей сети 35 кВ.

Центр питания ПС 35/10 кВ «Сычевка» построен в 70-е годы и после этого подвергался частичной замене электрооборудования. Главной задачей необходимо предусмотреть вопросы замены силового электрооборудования. В связи с тем, что каждое оборудование на подстанции имеет ограниченный срок службы и реконструкция становится технически необходима, производить обслуживание и ремонт устаревшего оборудования становится экономически невыгодным. К такому оборудованию на подстанции относятся масляные выключатели 35 кВ, разъединители 35 кВ, а также электрооборудования 10 кВ с учётом модернизации КРУН – 10.

Немаловажной часть реконструкции является защита подстанции от прямых ударов молнии и перенапряжений электрической сети. Стоит рассмотреть вопрос замены контура заземления, так как за долгие годы нахождения в земле он подвергся значительной коррозии.

В связи с реконструкцией также должно предусматриваться экологичность проекта реконструкции и электробезопасность. Следует оценит и рассчитать шум электрооборудования на подстанции и предусмотреть защиту от попадания масла в окружающую среду.

Чтобы решить данную задачу необходимо было использовать следующий список программ: Microsoft Office, Microsoft Word 2007, Microsoft Visio, Microsoft Excel, Mathcad 15, Math Type.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛА СЫЧЕВКА СВОБОДНЕНСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Данный раздел служит для анализа местности, а также позволяет дать оценку объекта реконструкции. Нам необходимо знать территориальные особенности и климат села. Учитывая данный анализ, будет выбрано оборудование на подстанции, способ прокладки линии электропередачи и её конструкция. В первую очередь необходимо рассмотреть перспективу развития села и провести разделения потребителей по категориям надежности электроэнергии. Выполняем это для того, чтобы правильно определить место расположения трансформаторных подстанций.

## 1.1 Краткое описание села

Численность населения села на 1 января 2018 год составляет 647 человек. Общая площадь села Сычевка 1,25 км$^2$. Село состоит из семи основных улиц, расположенных параллельно друг к другу, протяженность улиц дорожной сети 11,3 км. Общая площадь жилищного фонда составляет 14600 м$^2$. По материалу стены домов: кирпичные 2300 м$^2$, блочные 1800 м$^2$, деревянные 10500 м$^2$. В селе находится две котельные. Котельная на ул. Молодежной снабжает теплом 18 двухквартирных жилых дома и два помещения производственного назначения. Котельная на ул. Центральная снабжает теплом 12 двухквартирных жилых дома, одно административное здание, дом культуры, школу и детский сад. Остальная часть жилищного фонда отапливается дровяной печью.

Для села Сычевка присуща сельскохозяйственное производство: полеводство, животноводство, переработка сельхозпродукции, а также лесопромышленный комплекс.

## 1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Сычевка — село находится в Свободненском районе Амурской области. Село Сычевка расположено в юго-западной части Свободненского района на правом берегу реки Гуран, река относятся к бассейну Амура. С севера граничит

с селом Новостепановка, с запада Загорненской Селитьбой, с юга Благовещенским районом, с юго-запада Китайской Народной Республикой по реке Амур. Высота над уровнем моря составляет 223 метра.

Территория села расположена в зоне сезонной мерзлоты. Глубина промерзания грунтов достигает 3-4 метра. Зная эти границы, мы можем правильно организовать заземления подстанции и линий электропередачи.

Ландшафт села Сычевка в основном гористый, в долине реки Гуран относительно равнинный. Уклоны поверхности до 10 %, на отдельных участках 20-30 %. Для территории села характерна относительно густая овражно-балочная сеть, развитие которых обусловлено значительными уклонами поверхности и широким развитием легкоразмываемых грунтов. Состав грунта в данной местности состоит из глины, суглинков и песка.

Территория села находится в зоне 5-бальной сейсмичности. Большая часть территории имеет благоприятные инженерно-геологические условия для градостроительного освоения. Большая часть территории села покрыта лесной растительностью, пересечена сопками. Территория села относится к строительно-климатической зоне 1В. Расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки составляет минус 37 $^{0}$С.

Климат в селе Сычевка континентальный с холодной сухой зимой и теплым, иногда жарким влажным летом. Село расположено в зоне неустойчивого увлажнения, условия увлажнения обусловлены муссонной циркуляцией атмосферы. В результате этого летом здесь преобладают очень влажные морские воздушные массы, приносящие обильные дожди. В теплый период выпадает около 600 мм осадков со среднесуточным максимумом около 89 мм. В холодный период сухие континентальные воздушные массы приносят очень мало осадков, составляющих в среднем 60-65 мм за сезон. Среднемесячная влажность воздуха составляет для холодного периода 63 %, теплого – 60 %.

Ветровой режим формируется под влиянием муссонной циркуляции атмосферы, поэтому в холодный период преобладают ветры северо-западные, в теплый период юга – восточные. Среднегодовая скорость ветра равна 3-4 м/сек с

максимумом в мае 4-5 м/сек и минимумом в июле 2-3 м/сек. Повторяемость туманов в среднем составляет 21 день в году.

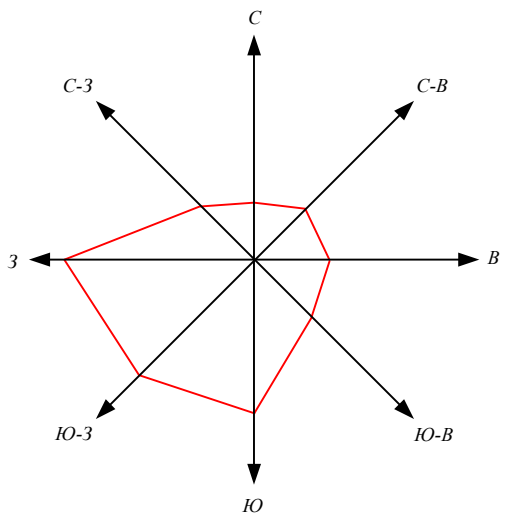


Рисунок 1 – Роза ветров

Годовое количество осадков 534 мм. Гидротермический коэффициент 1,6 – 2,0. Распределение осадков по сезонам года неравномерное. До 90 % количества осадков выпадает в теплый период года и 10 % с ноября по март.

Неблагоприятными сочетаниями отдельных элементов климата по воздействию их на сооружения являются следующие:

– дожди при большой скорости ветра;

– большое напряжение солнечной радиации при низкой температуре зимой;

– высокая влажность воздуха при относительно низкой температуре и большой скорости ветра в весенне-летний период;

– резкое колебание элементов климата в течение короткого периода.

На основании карт климатического районирования приняты климатические условия как максимальная, минимальная и средняя температура окружающей среды в селе Сычевка. Данная информация используется чтобы учесть поправочный коэффициент для выбора сечения проводников, а также определить перегрузку и недогрузку их в разные периоды времени года. Температура также

служит для выбора оборудования на подстанции. А среднегодовая температура учитывается при выборе силовых трансформаторов.

В соответствии с правилами устройства электроустановок по картам районирования ветрового давления определяется, район по ветру и скорость ветрового напора. Эти показатели служат для правильного расположения подстанций, а также их оборудования. На основании показателей будут выбираться расположения трасс линий электропередачи.

Показатели температуры воздуха, степень агрессивного воздействия окружающей среды, интенсивность грозовой активности в соответствии с ПУЭ (правила устройства электроустановок) главой 2.5. и главой 1.9. для территории села Сычевка приняты следующие климатические условия, которые сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Характеристики климатических условий

| Характеристики климата | Показатель |
|---|---|
| 1 Максимальная температура воздуха, $^0$С | +40 |
| 2 Минимальная температура воздуха, $^0$С | -50 |
| 3 Температура холодной пятидневки, $^0$С | -37 |
| 4 Температура воздуха среднегодовая, $^0$С | -1,2 |
| 5 Район по гололеду | III |
| 6 Нормативная толщина стенки гололеда, мм | 20 |
| 7 Район по ветровому давлению | III |
| 8 Скорость ветра, м/с | 32 |
| 9 Среднегодовая продолжительность гроз, ч. | от 40 до 60 |
| 10 Степень загрязнения окружающей среды | I |

Указанные в таблице показатели климатических факторов позволяют подобрать электрооборудования, предназначенных к эксплуатации в конкретные условия. Это обеспечивает долгосрочную и бесперебойную работу.

### 1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии села

Потребители электрической энергии села Сычевка относятся к электроприёмникам II и III категории по обеспечению надёжности электроснабжения.

По мощности и напряжению электроприёмники относятся в основном к потребителям малой и средней мощности напряжением 220 – 380 вольт.

Электроприёмники села Сычевка в свою очередь относятся к потребителю переменного тока с частотой 50 Гц.

В основном потребление электрической энергии по селу приходится на жилой сектор – одноэтажные жилые дома, электропотребление которых складывается из приборов освещения и электробытовой техники (электрическая плита мощностью до 8,5 кВт, холодильник, телевизор и т.д.). В среднем количество проживающих в доме составляет 1-3 человека. Жилой сектор относится к однофазной нагрузке и по режиму работы относится к неизменной. Относительно надежности электропитания относятся к III категории перерыв в электроснабжении, которых не влечёт за собой больших последствий, перерыв как правило длится не более одних суток или на время аварийно-восстановительных работ.

Помимо жилого сектора в селе находится такие потребители электроэнергии: 1 школа на 300 учащихся, школьная мастерская, детский сад на 40 детей, дом культуры на 300 человек, 1 фельдшерско- акушерский пункт, 3 магазина, отделение почты. Режим работы данных потребителей только дневной. Большая часть потребителей относится к трёхфазным. Категория надёжности электропитания у данных потребителей II.

К производственным потребителям электрической энергии в селе относятся здания и сооружения сельскохозяйственных предприятий, лесопромышленного комплекса и коммунальные структуры, которые относятся к трехфазным потребителям. В основном электропотребления данной сферы складывается из силового технологического оборудования (сетевых и погружных насосов, электрических двигателей различной мощности). По режиму работы данные потребители различаются, такие как зерносушильный комплекс и котельные относится к сезонным потребителям. Пилорамы имею ночной режим работы. К производственной сфере относятся складские помещения и водокачка.

Рост численности населения села Сычевка в последние годы остаётся низменным. Так как существующие сельскохозяйственные предприятия не расширяю свой спектр деятельности. В ближайшие годы не запланировано ни каких строительств индивидуальных жилых домов, и объектов производственной и социальной сферы. Поэтому перспектива развития нагрузки на ближайшие годы будет увеличиваться только за счет роста современного бытового и производственного электрооборудования. Согласно схемы и программы развития Амурской области среднегодовой темп прироста мощности составляет 3,7 %.

# 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИ-СЕЛА

В данном разделе необходимо проанализировать существующую систему электроснабжения. В первую очередь узнаём от каких источников питается подстанция 35/10 «Сычевка».

Проводим анализ установленного оборудования на распределительном устройстве источника питания и проверяем его на соответствие правилам технической эксплуатации.

Рассматривается система электроснабжения села Сычевка, для того чтобы дать оценку состоянию оборудования на ПС 35/10 «Сычевка» и определить состояния опор и проводов сети 10 кВ и 0,4 кВ. Из выше сказанного, рассматривается целесообразность реконструкции системы электроснабжения села.

## 2.1 Источники питания и их анализ

Для системы электроснабжения села Сычевка питанием служит распределительное устройство 35 кВ подстанции Амурская 500/220/110/35/10. Распределительное устройство выполнено в виде ОРУ 35 кВ.

Подстанция «Амурская» узловому пункту распределения электрической энергии. В свою очередь данная подстанция была возведена и принята к работе в 1979 году. От распределительных устройств данная подстанция передает петания потребителем по двум линиям 500 кВ и девяти линиям 220 кВ.

Распределительное устройство 35 кВ получает питание от автотрансформаторов мощностью 63 МВА с встроенным РПН. А также действует такая защита как АВР, что обеспечивает бесперебойное электроснабжения. Запас мощности автотрансформаторов составляет 25,2 МВА. Распределительное устройство включает 9 линейных ячеек: Новоивановка, Базовая, 2 Костюковка, 2-е Северная, 2-е Свободный, Лесная и 2-е вводные ячейки. На ОРУ установлены 12 выключателей и один из них секционный. В случае не штатных ситуаций или вывода в ремонт оборудования одной из секции шин секционный выключатель

обеспечивает питания от второй секции. По типу изоляции данные выключатели сходны и служат для коммутации номинального тока и токов короткого замыкания в электроустановках.

По мимо выключателей на распределительном устройстве расположено высоковольтные разъединители, которые обеспечиваю видимый разрыв цепи, что позволяет обеспечить безопасный доступ к РУ. Для обеспечения защиты изоляции электрооборудования используют нелинейный ограничитель перенапряжения (ОПН).

В РУ установлены трансформаторы тока и напряжения для преобразования тока и напряжения до величин, с помощью которых, проводятся измерения, питания коммутационных устройств и обмоток реле.

Подстанция 35/10 «Сычевка» по магистральной линии электропередачи 35 кВ Амурская – Костюковка – Сычевка получает питание. Провод выполнен на линии Амурская – Костюковка марки АС – 120/27 мм$^2$ протяжённостью 29,6 км, линия Костюковка–Сычевка выполнена проводом марки АС–70/24 мм$^2$ протяжённостью 20,1 км.

На рисунке 2 представлена однолинейная схема РУ 35кВ ПС «Амурская»

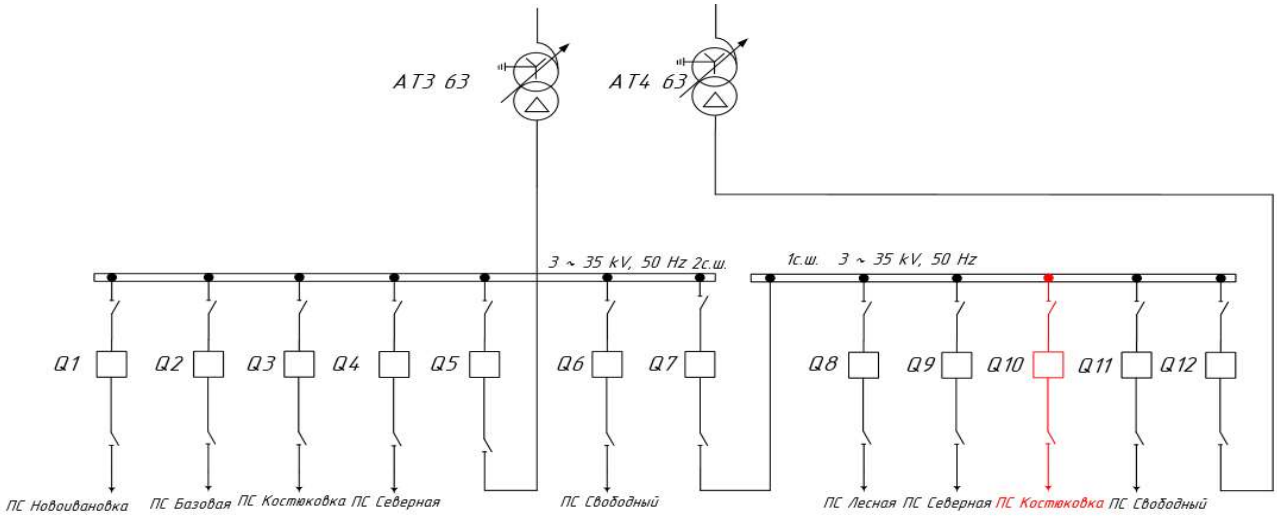


Рисунок 2 – Распределительное устройство 35 кВ ПС Амурская

## 2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП

В селе Сычевка распределительными устройствами электроэнергии является трансформаторная подстанция мощность их вуалируется от 100 до 1000 МВА. При эксплуатации данные подстанции следует обслуживать и наблюдать за параметрами распределительных сетей. При измерениях определяется нагрузка на каждой линии и по этим измерениям делается анализ загрузки линий, а также самого трансформатора. При измерениях используется стандартный набор приборов, а именно переносные вольтметры и токоизмерительные клещи.

В период преддипломной практики были получены контрольные замеры в максимальный период времени. Данные замеры приведены в таблице 2.

Таблица – 2 Контрольные замеры

| ТП | Общая нагрузка на ТП, А | | | Напряжения на выводах ТП | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | А | В | С | А | В | С |
| ТП 06 | 21,3 | 17,4 | 21,3 | 239 | 239 | 238 |
| ТП 03 | 74,4 | 62,9 | 60,82 | 233 | 234 | 240 |
| ТП 11 | 35,9 | 43,8 | 39,3 | 233 | 230 | 230 |
| ТП 17 | 31,0 | 7,7 | 29,0 | 233 | 234 | 234 |
| ТП 16 | 27,0 | 8,8 | 9,2 | 240 | 247 | 243 |
| ТП 13 | 33,2 | 28,9 | 29,6 | 244 | 245 | 245 |
| ТП 02 | 14,0 | 2,5 | 11,7 | 247 | 247 | 246 |
| ТП 01 | 0,6 | 9,2 | 0,6 | 260 | 255 | 258 |
| ТП 04 | 21,3 | 17,4 | 21,3 | 239 | 239 | 238 |
| ТП 12 | 72,6 | 48,9 | 24,3 | 235 | 232 | 234 |

Согласно ПУЭ максимальная загрузка трансформатора может доходить до 140 %, при серьёзных нарушениях, которые вызвали аварийный режим. Дынный режим должен проходить не больше 6 часов в сутки [12].

В селе Сычевка электрическая нагрузка по большей части не равномерная и по средней загруженности ТП будет составлять от 60 – 70%.

### 2.3 Характеристика системы электроснабжения села и ее анализ

В селе Сычевка питающей подстанцией является «Сычевка» 35/10 кВ. Данная подстанция имеет схему № 9 «одна секционированная система шин». На высокой стороне 35 кВ открытое распределительное устройства, на низкой стороне 10 кВ комплектно распределительное устройство наружного исполнения.

На шины ОРУ 35 кВ приходит одна линия Костюковка – Сычевка, отходит две линии на ПС 35/10 Гуран и ПС 35/10 Загорная Селитьба. На ОРУ установлены два трансформатора марки ТМН – 1600/35 с РПН РНТА – 35/320 (35±6×1,5%). Установлены масляные выключатели трансформаторный В – 1 С – 35/630 с приводом ПЭ – 12, В – 2 ВТ – 35/600 с приводом ПЭ – 11. Шинные и трансформаторные разъединители РЛНД2 – 35/600. К первой секции шин идет присоединения трансформатора напряжения НАМИ – 35 УХЛ1 и ОПН 35/40,5 – 10(II). На приходящей линии установлены: трансформатор тока GIF – 40,5 100/5, фильтры присоединения, конденсатор связи, высокочастотный заградитель связи. На второй секции шин установлен ОПН 35/40,5 – 10(I). На отходящих от второй секции шин 35 кВ двух линий, установлены: разъединители, масляные выключатели, фильтры присоединения, конденсатор связи, высокочастотный заградитель связи.

В схеме подстанции 35/10 кВ «Сычевка» распределительное устройство выполнено в виде КРУН 10 кВ, которое имеет 10 ячеек. Две трансформаторные ячейки № 5,10, пять линейных ячеек № 1,2,4,7,9, одна ячейка трансформатора напряжения № 3, одна ячейка трансформатора собственных нужд № 6. Распределительное устройство имеет две резервные линейные ячейки № 7,9.

В распределительном устройте 10 кВ установлены вакуумные выключатели марки BB-TEL – 10-20/1000 У2, с встроенным электромагнитным приводом. Основные узлы выключателя размещаются в специальном изоляционном корпусе, выполненном из лексана. В каждой ячейке установлены шинные и линейные разъединители.

В ячейке 4,7 установлены трансформаторы тока марки ТПЛМ – 10 50/5, ячейка 1 ТПЛМ – 10 75/5, ячейка 2 ТПЛ – 10 30/5, ячейка 5,10 ТПЛ – 10с 100/5, ячейка 9 ТОЛ – СВЭЛ-10 100/5.

В ячейке 3 находится трансформатор напряжения марки НАМИ – 10/95, служит для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения,

устройствам релейной защиты и автоматики, сигнализации и управления. Изоляция внешней части выполнена из фарфора. В ячейке также установлен предохранитель марки ПКТ – 10 и ограничитель перенапряжения марки ОПН – 10.

В ячейке 6 находится трансформатор собственных нужд ТМГ – 25/10. Предназначен для обеспечения действия релейной защиты, средств оперативной связи и телемеханики, сети освещения электроустановок, питание приводов коммутирующих устройств и т.д. Установлен предохранитель марки ПК – 10.

В схеме электроснабжения села Сычевка от питающей ПС 35/10 «Сычевка», размещены 11 однотрансформаторных подстанций различной мощности и одна ведомственная ТП. Мощности трансформаторных подстанций внесена в таблицу 3.

Таблица – 3 Мощности трансформаторных подстанций села Сычевка

| № ТП | $S_{тп}$, кВА |
|---|---|
| ТП 06 | 100 |
| ТП 03 | 250 |
| ТП 11 | 250 |
| ТП 17 | 250 |
| ТП 16 | 160 |
| ТП 13 | 250 |
| ТП 02 | 160 |
| ТП 01 | 250 |
| ТП 04 | 100 |
| ТП 12 | 250 |
| СТП 05 | 25 |

Трансформаторные подстанции служат для приёма электрической энергии большего номинала напряжения для того чтобы в процессе физических явлений понизить напряжения до нужного номинала для придачи потребляемой мощности потребителю. В данной выпускной квалификационной работе используются ТП на стороне высокой стороны напряжения 10 кВ, а на низком напряжении 0,4 кВ. В данной работе будут применятся по типоисполнению: киоскового и тупикового типа.

Данные трансформаторные подстанции получают питание от питающей линии электропередачи 10 кВ. От распределительного устройства отходит 3 питающих фидера 2,4 и 6. ТП № 12, 04, 01, 02, 16, 17 ,03, 06, 05 (ведомственная), получают питание по фидеру № 4 по магистральной схеме. Питающий провод выполнен из марки АС – 50 мм$^2$. От фидера 2 питается только одна трансформаторная подстанция 13 по питающему проводу АС – 50 мм$^2$. От фидера 6 питается подстанция № 11 по проводу АС – 50 мм$^2$.Так же фидер 6 служит резервным питанием трансформаторных подстанций села Гуран. Мощность ТП других сел возьмем из схемы развития распределительных электрических сетей 35 – 110 – 220 кВ. Общая нагрузка села Загорная Селитьба составляет 0,51 МВА, село Гуран 0,1 МВА.

В схеме электроснабжения отсутствует резервное питание. Согласно ПУЭ пунктам 1.2.17 – 1.2.19, РД 34.20.185 – 94 глава 1.4 требования к надежности II категории по большей части не выполнены.

На территории села Сычевка располагается 20 распределительных линий 0,4 кВ выполнены маркой провода АС – 35 мм$^2$, схема расположения фидеров лучевая. (см. лист 1 графической части)

### 2.4 Определение целесообразности реконструкции системы электроснабжения села

Цель реконструкции системы электроснабжения связана с большими потерями в электрических сетях и физическим износом оборудования на питающей подстанции села.

Реконструкции данного села осуществляется с учетом повышения нагрузок на перспективу. Рассматриваются такие вопросы, как целесообразность замены оборудования на подстанции.

Согласно схеме и программе развития Амурской области в распределительных сетях Свободненского района неизолированные провода подлежат замене на самонесущие изолированные провода СИП. С главной целью, понизить

эксплуатационные затраты и обеспечить надежное электроснабжения потребителей электроэнергией, по соответствию с требованиями ГОСТу 32.144.13 по качеству.

В связи с тем, что электроснабжения села Сычевка строилась в 70 – е годы, в течении этих лет проводились незначительные текущие ремонты, замены ВЛ. А на данный период времени провода 0,4 кВ и 10 кВ физически устарели и требуют реконструкции. В существующих распределительных сетях ВЛ 10 кВ и ВЛ 0,4 кВ провод выполнен маркой АС и вызывает за собой частые отключения по причине перехлёста проводов при ветре, а также повышенные потери электроэнергии в проводах. С учётом перспективного роста нагрузки и истечением срока эксплуатации трансформаторов, следует замена части существующих ТП на более мощные.

На питающей подстанции в связи с тем, что часть оборудования по техническим характеристикам уже устарела, и поэтому происходят частые поломки, его следует заменить. В свою очередь, чтобы обеспечить надёжное оперативное переключение требуется установка секционного выключателя на стороне 10 кВ и 35 кВ. Установка секционного выключателя на стороне 10 кВ повлияет на расширение ячеек КРН в которых будут установлены дополнительные трансформаторы напряжения и трансформатор собственных нужд и остальное электрооборудования.

На основании выше сказанного, считаю, что система электроснабжения села требует реконструкции.

# 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе необходимо рассчитать нагрузки существующих и вновь вводимых электроприёмников, начиная с низких ступеней системы. Рассматривая поочередно отдельные узлы сетей провести расчет нагрузки на вводе конкретного потребителя.

Расчет нагрузки служит для выбора токоведущих элементов (шин, проводов, кабелей), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, защит сетей и оборудования.

## 3.1 Расчет электрических нагрузок, существующих электроприёмников

Для определение расчётных электрических нагрузок жилых домов берётся нагрузка одного дома(потребителя), с учётом коэффициента одновременности в зависимости от количества домов в селе.

Для потребителей электроэнергии, характерено наличие утреннего и вечернего максимума по суточным графикам электрической нагрузки. И поэтому для расчета нагрузки применяю утренею, вечернию максимальную активную и реактивную нагрузку. При выборе электрооборудования учитывается один из больших двух максимумов.

Для расчета активной нагрузки на вводе в сельский дом (одноквартирный и двухквартирный), которые имеют разные счетчик учёта электроэнергии.

Находим по выражению:

$$P_{р.д} = P_{уд.д} \cdot n \ , \qquad (1)$$

где $P_{р.д}$ – расчетная активная нагрузка на производственное, общественное, коммунальное предприятия сельского характера; $Руд.д$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприёмников жилых домов [РД табл.2.1.1].

$n$ – количества домов.

Пример выполнения расчёта электрической нагрузки жилого дома:

$P_{р.д}$ – для жилых домов с электрическими плитами до 8,5 кВт примем 10 кВт.

$n$ – количества одноквартирных домов 1.

$P_{р.д} = 10 \cdot 1 = 10$ кВт;

Утренний и вечерний максимумы нагрузки на вводе в жилой дом соответственно $S_У$ и $S_В$ находят по выражениям:

$$S_B = \frac{K_{УВ} \cdot P_{р.д}}{cos\,\varphi_B}, \quad (2)$$

$$S_У = \frac{K_{УУ} \cdot P_{р.д}}{cos\,\varphi_У}, \quad (3)$$

где $K_{УВ}$ – коэффициент участия в утреннем и вечернем максимуме, определяются [12];

$cos\varphi_У$, $cos\varphi_В$ – коэффициент мощности нагрузки утреннего и вечернего потребления, находится из [12].

На примере произведём расчет нагрузки жилого дома:

$K_{УУ}$, $K_{УВ}$ – равны 1 согласно электротехнического справочника для жилых домов с электроплитами [20];

$cos\varphi_У$, $cos\varphi_В$ – равны 0,92 и 0,96 соответственно.

В соответствии проведенных расчётов утренний и вечерний максимум для жилого дома равен:

$$S_B = \frac{1 \cdot 10}{0,92} = 10,87 \text{ кВА};$$

$$S_y = \frac{1 \cdot 10}{0,96} = 10,42 \text{ кВА};$$

В выпускной квалификационной работе будем учитывать более современной условия жизни жилых домов в селе Сычевка, будем считать, что в каждом доме установлена современная бытовая техника.

В соответствии с ПУЭ нагрузка на вводе равна 7,50 кВт [20]. По результатам расчёта полученную нагрузку нужно будет распределить по трансформаторным подстанциям.

В таблице – 4 представлена общая нагрузка на подстанцию 35/10 кВ «Сычевка», большая часть электропотребителей села, относятся к однотипным домам частного сектора, в примере покажем усреднённый расчёт одного дома. Расчёт существующей электрической нагрузки будет приведён в таблицу 4.

Таблица – 4 Расчёт существующей электрической нагрузки

| Наименование нагрузки | Основной показатель объекта | | $P_р$, кВт | tg φ | $Q_р$, квар | S, кВА | Категория надёжности |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Единица измерения | Количество | | | | | |
| Школа | кВт/уч-ся | 300 | 75,0 | 0,33 | 24,75 | 78,98 | 2 |
| Школьная мастерская | кВт/уч-ся | 40 | 10 | 0,43 | 4,30 | 10,89 | 2 |
| Дом культуры: | кВт/место | 300 | 42,0 | 0,43 | 18,06 | 51,16 | 3 |
| Библиотека | кВт/объект | 1 | 5,00 | 0,43 | 2,15 | | 3 |
| Административное здание: | | | | | | | |
| Квартира | кВт | 11 | 57,2 | 0,20 | 11,44 | 89,05 | 3 |
| Магазин №1 | кВт/м$^2$ | 50 | 12,5 | 0,75 | 9,38 | | 3 |
| Магазин №2 | кВт/м$^2$ | 100 | 25 | 0,75 | 18,75 | | 3 |
| ФАП | кВт/раб. место | 2 | 3,00 | 0,48 | 1,44 | | 3 |
| Отделение почты | кВт/Раб. место | 2 | 3 | 0,75 | 2,25 | | 3 |
| Котельная | кВт/объект | 2 | 35,0 | 0,55 | 19,25 | 39,94 | 2 |
| Магазин № 3 | кВт/м$^2$ | 60 | 15,0 | 0,75 | 11,25 | 18,75 | 3 |
| Гараж | кВт/объект | 8 | 5,00 | 0,5 | 2,50 | 5,59 | 3 |

Продолжение таблицы 4

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Склад | кВт/объект | 12 | 10,0 | 0,43 | 4,30 | 10,89 | 3 |
| Пилорама | кВт/объект | 4 | 15,0 | 0,62 | 9,30 | 17,65 | 3 |
| Водокачка | кВт/объект | 1 | 17,0 | 0,75 | 12,75 | 20,95 | 3 |
| КЗС | кВт/объект | 3 | 45,0 | 0,62 | 27,9 | 52,95 | 3 |
| Мастерские | кВт/объект | 2 | 25,0 | 0,62 | 15,5 | 29,42 | 3 |
| Свинарник | кВт/объект | 1 | 10,0 | 0,62 | 6,2 | 11,47 | 3 |
| Коттедж | кВт/объект | 1 | 37,5 | 0,20 | 7,5 | 38,24 | 3 |
| Жилые дом 2-х квартирный | кВт/дом | 144 | 20,0 | 0,20 | 4,00 | 20,4 | 3 |
| Жилые дом 1-о квартирный | кВт/дом | 56 | 10,0 | 0,20 | 2,00 | 10,2 | 3 |

### 3.2 Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников

В связи с реконструкцией систем электроснабжения, так же должна учитывать нагрузку вновь вводимых домов. Расчёт вводимой электрической нагрузки сведен в таблицу 5.

Таблица – 5 Расчёт вводимой электрической нагрузки

| Наименование нагрузки | Основной показатель объекта | | $P_р$, кВт | tg φ | $Q_р$, квар | S, кВА | Категория надежности |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Единица измерения | Количество | | | | | |
| Детский сад | кВт/уч-ся | 40 | 18,40 | 0,43 | 7,91 | 20,03 | 2 |
| Склад | кВт/объект | 2 | 10 | 0,43 | 4,3 | 10,89 | 3 |
| илые дом 2-х квартирны1 | кВт/дом | 4 | 20,0 | 0,20 | 4,00 | 20,4 | 3 |
| Жилые дом 1-о квартирный | кВт/дом | 6 | 10,0 | 0,20 | 2,00 | 10,2 | 3 |

На основании полученной нагрузки приведённых в таблице 4 и 5 следует распределить её по существующим трансформаторным подстанциям. Так как в процессе работы будет рассматриваться вопрос об неизменные положения ТП. Обуславливается это тем что по законодательству произвести выбор участка для возведения ТП достаточно будет сложно и не экономически выгодным. Так в процессе реконструкции должны опираться на перспективный рост нагрузки за счёт роста бытового и производственного оборудования.

# 4 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА

Целью данного раздела является выбор схемы электропитания, определения количества линий и трас их прохождения. А также выбор сечения проводов и расчет мощности на шинах трансформаторной подстанции.

В начале рассчитываем какое количество линий будет проходить на территории села. Далее рассчитаем максимальный ток в линиях и выбираем по длительно допустимому току сечения провода.

## 4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения при реконструции

Конструкция сетей 0,4 кВ, как положено выполняется на протяжении всего участка четырьмя проводами, один из которых нулевой провод.

Количества линий и трас их прохождения зависит главным образом от месторасположения электроприёмников. Расположения электроприёмников села Сычевка позволяет по большей её части при распределении от понижающих ТП 10/0,4 кВ позволяет использование лучевой схемы электроснабжения.

Сети 0,4 кВ выполняются трехфазными, четырёхпроводными. В основном применяются лучевая схема распределения от понижающих ТП 10/0,4 кВ.

Потребители села Сычевка относятся к потребителям II и III категории надежности электроснабжения.

Есть такая категория потребителей, у которых установлено два вводных распределительных устройства с помощью которых осуществляется резервное питание. К таким потребителям можно отнести в селе Сычевка: школу, жилые дома с электроплитами и другие.

## 4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий

Суммарная нагрузка потребителей находящийся на одной линии не могут быть просто суммированы. В обязательном порядке должен быть рассмотрен ре-

жим работы каждого отдельного потребителя. Поддерживаясь правильному расчёту нагрузки на участках линии повлечёт за собой малые капиталовложения на реконструкцию линий и электрического оборудования.

Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Выполнения расчётов электрической нагрузки нужно выполнять на основании основного потребителя, по которому будет формироваться максимум нагрузки. И по отношению к основному потребителю вводятся остальные нагрузки других потребителей с соответствующим коэффициентом.

$$P_{р.л} = P_{зд.max} + \sum_{1}^{n} k_{yi} \cdot P_{зд i}, \qquad (4)$$

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

$P_{зд i}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

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

$$Q_{р.л} = tg_i \cdot P_{р.л.}, \qquad (5)$$

где $tg_i$ – коэффициент реактивной мощности в максимум нагрузки;

$P_{р.л.}$ – расчетная суммарная нагрузка линии.

Выполним расчёт электрической нагрузки для участка ТП – 5 линии питаемой от ТП 03.

Нагрузка на данном участке равна:

$P_{р.л} = 83,6 + 0,6 \cdot (9,2 + 20,4 + 13,7) = 109,58$ кВт;

$Q_{р.л} = 0,67 \cdot 109,58 = 73,4$ квар;

$$S_{р.л} = \sqrt{P_{р.л}{}^2 + Q_{р.л}{}^2}\,, \qquad (6)$$

$$S_{р.л} = \sqrt{109{,}58^2 + 73{,}4^2} = 73{,}64 \text{ кВА};$$

По результату аналогичного расчета остальных линий и участков полученные результаты сведём в таблицу 6.

Таблица – 6 Расчетные мощности на участках линии

| ТП | № линии | $P_{р.л}$, кВт | $Q_{р.л}$, квар | $S_{р.л}$, кВА |
|---|---|---|---|---|
| ТП 06 | 1 | 50,6 | 14,76 | 52,71 |
| | 2 | 64,75 | 18,89 | 67,45 |
| ТП 03 | 5/1-5/6 | 20,7 | 13,91 | 24,94 |
| | 5-9 | 32 | 9,33 | 33,3 |
| | ТП-5 | 109,58 | 73,64 | 132,02 |
| | 2 | 47,5 | 20,24 | 51,63 |
| | 3 | 55,2 | 16,1 | 57,5 |
| | 4 | 51,6 | 15,05 | 53,75 |
| ТП 11 | 1 | 78,8 | 52,95 | 94,9 |
| | 2 | 51,3 | 45,24 | 68,4 |
| | 3 | 63,43 | 18,49 | 66,07 |
| | ТП-1 | 114,73 | 77,09 | 138,22 |
| ТП 17 | 1 | 87 | 104,82 | 159,26 |
| ТП 16 | 1 | 120,8 | 81,18 | 145,54 |
| | 2 | 52,5 | 15,3 | 54,69 |
| ТП 13 | 1 | 73,1 | 21,32 | 76,15 |
| | 2 | 102,7 | 90,57 | 136,93 |
| ТП 02 | 1 | 27,5 | 24,25 | 36,67 |
| | 2 | 64 | 18,67 | 66,67 |
| ТП 01 | 1 | 20 | 5,83 | 20,8 |
| | 2 | 59,7 | 52,7 | 79,6 |
| ТП 04 | 1 | 35 | 19,25 | 39,94 |
| ТП 12 | 1 | 76 | 22,17 | 79,17 |
| | 2 | 55 | 48,5 | 73,33 |
| | 3 | 72 | 21 | 75 |

### 4.3 Выбор марок и сечений и количества линий

В данной выпускной квалификационной работе будет рассматривается реконструкция сети 0,4 кВ с использованием самонесущего изолированного провода СИП 2. Главным преимуществом СИП является:

– позволяет строить ЛЭП без каких-либо ущербов для природы;

– разрешается прокладка СИП по телефонным линиям с совместным подвесом проводов связи;

– разрешается использование уже существующих опор;

– при использовании СИП существенно снижаются эксплуатационные затраты;

– позволяет увеличить безопасность при обслуживании и касании фазных проводов;

– позволяет осуществлять ремонт и обслуживания, не отключая данную линию от напряжения;

– позволяет уменьшить короткие замыкания;

– имеет меньший вес что способствует повышении надёжности в зонах гололёдообразования;

– возможность прокладки по фасадам зданий;

– возможность совместной прокладки на одних опорах ВЛ с СИП до 1 кВ и ВЛ 10 кВ.

Согласно ПУЭ [п. 2.4.16] выбор сечений для прокладки вдоль магистрали осуществляется с учётом неизменного сечения на протяжения всего расстояния.

По правилам механической прочности должно осуществляться прокладка СИП по магистрали и на ответвлении с наиболее минимальным сечением. По механической прочности для магистрали нужно выполнять не меньше чем 50 мм$^2$, для ответвлений не меньше чем 16 мм$^2$.

При выборе сечения провода необходимо рассчитать максимальный ток. В соответствии с выбором максимальным значением будет выступать ток на головном участке.

По выражению определим максимальный ток выбранного участка:

$$I_{р.л} = \frac{S_{р.л} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_л}, \quad (7)$$

где $S_{р.л}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_л$ – номинальное напряжение, кВ.

Для того чтобы произвести выбор СИП необходимо соблюдение следующих условий:

$I_{р.л} \leq I_{дл.доп}$

При реконструкции сети 0,4 кВ будем осуществлять прокладку ВЛЭП с маркой провода СИП 2 в конструкцию которого входит изолированная несущая нейтраль.

Определим максимальный расчетный токТП03 – 5 линии питаемой от ТП 03:

$$I_{р.л} = \frac{132,02 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380} = 200,59 \text{ А};$$

По результатам проверки выбираем сечение 150 мм²,с длительно допустимым током 380 А.

Принимаем сечение 150 мм² с длительно допустимым током 380 А.

Выбранные сечения по остальным линиям приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбранные и рассчитанные сечения линий

| ТП | № линии | $S_{р.л}$,кВА | $I_{р.л}$, А | Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм² | $I_{доп}$, А |
|---|---|---|---|---|---|
| ТП 06 | 1 | 52,71 | 80,1 | 3×95+1×95 | 300 |
| | 2 | 67,45 | 102,5 | 3×70+1×95 | 240 |
| ТП 03 | 5/1-5/6 | 24,94 | 37,89 | 3×50+1×70 | 195 |
| | 5-9 | 33,3 | 50,65 | 3×50+1×70 | 195 |
| | ТП-5 | 132,02 | 200,6 | 3×95+1×95 | 300 |
| | 2 | 51,63 | 78,4 | 3×50+1×70 | 195 |

Продолжение таблицы 7

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ТП 11 | 3 | 57,5 | 87,36 | 3×50+1×70 | 195 |
| | 4 | 53,75 | 81,67 | 3×50+1×70 | 195 |
| | 1 | 94,9 | 144,3 | 3×95+1×95 | 300 |
| | 2 | 68,4 | 103,92 | 3×50+1×70 | 195 |
| | 3 | 66,07 | 100,4 | 3×95+1×95 | 300 |
| | ТП-1 | 138,22 | 210,01 | 3×150+1×95 | 380 |
| ТП 17 | 1 | 159,26 | 159,3 | 3×50+1×70 | 195 |
| ТП 16 | 1 | 145,54 | 221,1 | 3×95+1×95 | 300 |
| | 2 | 54,69 | 83,08 | 3×95+1×95 | 300 |
| ТП 13 | 1 | 76,15 | 115,69 | 3×95+1×95 | 300 |
| | 2 | 136,93 | 208,05 | 3×95+1×95 | 300 |
| ТП 02 | 1 | 36,67 | 55,7 | 3×50+1×70 | 195 |
| | 2 | 66,67 | 101,29 | 3×50+1×70 | 195 |
| ТП 01 | 1 | 20,8 | 31,7 | 3×50+1×70 | 195 |
| | 2 | 79,6 | 120,9 | 3×95+1×95 | 300 |
| ТП 04 | 1 | 39,94 | 60,7 | 3×50+1×70 | 195 |
| ТП 12 | 1 | 79,17 | 120,9 | 3×95+1×95 | 300 |
| | 2 | 73,33 | 111,4 | 3×95+1×95 | 300 |
| | 3 | 75 | 113,95 | 3×50+1×70 | 195 |

После выбора сечений, провода должны быть проверены на допустимую потерю напряжения. По значениям напряжения на шинах источника питания, и рассчитав потерю напряжения в сети, будет определятся напряжения у потребителей электроэнергии. Согласно ГОСТ Р 54149-2010 положительные и отрицательные отклонения напряжения должны превышать 10 % от номинального [3].

Находим по выражению потерю напряжения в линии.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot \left(r_0 \cdot cos(\varphi) + x_0 \cdot sin(\varphi)\right) \cdot 100\ \%, \quad (8)$$

где $I$ – рабочий максимальный ток;

$L$ – длина линии, км;

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

$r_o$, $x_o$ – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

$\varphi$ – угол нагрузки, определяется по соотношению tg$\varphi$ = Q/P.

Произведём расчёт для линии №1 ТП №03.

Выполним расчёт для участка линии ТП – 5 питающиеся от ТП 03:

$$\Delta U = \frac{200,59 \cdot 0,2 \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot \left(0,411 \cdot 0,83 + 0,076 \cdot 0,6\right) \cdot 100\% = 2,7\ \%;$$

В таблицу 8 сведём расчётные потери напряжения.

Таблица 8 – Расчётные потери напряжения на участках линиях 0,4 кВ

| ТП | № линии | $I_{р.л}$, А | ΔU, % |
|---|---|---|---|
| ТП 06 | 1 | 80,1 | 3,9 |
| | 2 | 102,5 | 6,0 |
| КТП 03 | 5/1-5/6 | 37,89 | 1,2 |
| | 5-9 | 50,65 | 1,4 |
| | ТП-5 | 200,59 | 2,7 |
| | 2 | 78,4 | 1,1 |
| | 3 | 87,36 | 4,3 |
| | 4 | 81,67 | 4,6 |
| ТП 11 | 1 | 144,3 | 7,8 |
| | 2 | 103,92 | 1,1 |
| | 3 | 100,4 | 5,4 |
| | ТП-1 | 210,01 | 0,8 |
| ТП 17 | 1 | 159,3 | 3,2 |
| ТП 16 | 1 | 221,1 | 4,4 |
| | 2 | 83,08 | 4,8 |
| ТП 13 | 1 | 115,69 | 5,8 |
| | 2 | 208,05 | 6,7 |
| ТП 02 | 1 | 55,7 | 1,3 |
| | 2 | 101,29 | 4,3 |
| ТП 01 | 1 | 31,7 | 1,1 |
| | 2 | 120,9 | 3,8 |

Продолжение таблицы 8

| | | | |
|---|---|---|---|
| ТП 04 | 1 | 60,7 | 0,3 |
| ТП 12 | 1 | 120,9 | 5,2 |
| | | | |
| | 2 | 111,4 | 6,2 |
| | 3 | 113,95 | 6,4 |

Результаты потерь напряжения соответствуют ГОСТу Р 54149-2010 по качеству электрической энергии [3].

**4.4 Расчет наружного освещения**

При реконструкции в селе Сычевка будет использоваться светильники РКУ-250 с лампами ДРЛ мощности 250 Вт высота подвеса составляет 8,5 м. Данный выбор основывается на том что в населённом пункте дорожное покрытие выполнено из простого гравийного покрытия и поэтому освещённость для села должна составлять 4 лк.

Для определения нагрузки освещения улиц используется формула:

$$P_{ос} = P_{ос.уд} \cdot l, \quad (9)$$

где $P_{ос.уд}$ – удельная мощность, равна 6 кВт/км;

$l$ –длина, км.

Определим нагрузку освещения питающаяся от ТП №6:

$P_{ос} = 0{,}16 \cdot 6 = 3{,}6$ кВт;

Полученный расчёт сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет уличного освещения

| № ТП | Длина участка, км | Удельная нагрузка, кВт/км | Нагрузка освещения улиц, кВт |
|---|---|---|---|
| 06 | 0,16 | 6 | 3,6 |
| 03 | 1,7 | 6 | 10,2 |
| 16 | 1,3 | 6 | 7,08 |
| 13 | 0,9 | 6 | 4,8 |

Продолжение таблицы 9

| | | | |
|---|---|---|---|
| 02 | 0,4 | 6 | 4,8 |
| 12 | 0,5 | 6 | 3 |
| 13 | 1 | 6 | 6 |

Данный расчет электрической нагрузки уличного освещения согласно своду СП 52.13330.2016, соответствует норме.

**4.5 Расчет электрических нагрузок ТП**

Электрические сети сельскохозяйственного назначения характеризуются потребителями как групповыми, так и отдельными потребителями. Определим электрические нагрузки на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций с учетом соответствующих добавок к максимальной нагрузке по формуле (10).

Согласно методике, описанной в методических указаниях по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения, произведем расчет суммарной нагрузки на шинах подстанций.

$$P_{mn} = P_{pMAX} + \sum P_{доб} \qquad (10)$$

где $P_{pMAX}$ – максимальная мощность суммируемых нагрузок, кВт;

$P_{добi}$ – добавка к большей слагаемой нагрузке, согласно источнику [20].

Если на линии 0,38 или участке линии, на которых присоединены потребители электрической энергии разные по характеру и режиму потребления электрической энергии или нагрузка различается больше чем в 4 раза, то суммирование проводится с помощью таблице [20, 54.11]. При этом к большей из двух слагаемых нагрузок прибавляется надбавка $\Delta P$ от меньшей.

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП 03. Согласно данным таблицы 4 расчетная нагрузка трансформаторной подстанции разбивается на 5 однородных группы потребителей. Жилые дома в количестве 27 шт., гаражи в количестве 1 шт., магазины 1 шт, административные здания 1 шт, котельная 1шт.

Нагрузка разнородная производим суммирование с использованием таблицы 54.12 [20]. Большей нагрузкой являются жилые дома к ним прибавляем надбавку от остальных нагрузок.

$$P_{тп03} = P_{жил.дом} + P_{гараж} + P_{магазин} + P_{котельная} + P_{адм.здания} + P_{осв.}, \quad (11)$$

$$P_{тп03} = P_{жил.дом} + P_{тп03} = 430 + 57,8 + 6 + 9,2 + 22,8 + 6 = 531,8 \text{ кВт};$$

Результирующую нагрузку умножим на коэффициент перспективного роста нагрузок, принимаемый равным 3,7 % от существующей нагрузки.

$$P_{тп03р} = P_{тп03} \cdot 3,7\% \ , \quad (12)$$

$$P_{тп03р} = 275,47 \cdot 1,037 = 551,48 \text{ кВт};$$

Находим коэффициент мощности как среднее арифметическое между существующими коэффициентами мощности:

$$tg\varphi_{тп03} = \frac{\sum_n tg\varphi}{n} \ , \quad (13)$$

$$tg\varphi_{тп03} = \frac{0,2 + 0,75 + 0,5 + 0,55 + 0,59}{5} = 0,52;$$

Находим реактивную и полную мощности подстанции:

$$Q_{тп03р} = P_{тп03} \cdot tg\varphi_{тп03}, \quad (14)$$

$$Q_{тп03р} = 531,8 \cdot 0,52 = 275,47 \text{ квар};$$

$$S_{тп03р} = \sqrt{P_{тп03р}{}^2 + Q_{тп03р}{}^2}, \quad (15)$$

$$S_{mn03p} = \sqrt{551,48^2 + 275,47^2} = 616,45 \text{ кВА};$$

Результаты расчета нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет нагрузки, приведенный к шинам ТП

| № | Объект | Кол-во объектов, шт. | P, кВт | tgφ | Q, квар | S, кВА |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| ТП 06 | | | | | | |
| 1 | Жилой дом 2-х квартирные | 12 | 240 | 0,2 | 48 | 244,75 |
| 2 | Жилой дом 1квартирные | 4 | 40,0 | 0,2 | 8 | 40,79 |
| 3 | Пилорама | 1 | 15,0 | 0,62 | 9,30 | 17,67 |
| | ИТОГО по ТП | | 302,4 | 0,41 | 119,6 | 325,2 |
| ТП 03 | | | | | | |
| 1 | Жилой дом 2-х квартирные | 17 | 340 | 0,2 | 68 | 346,73 |
| 2 | Жилой дом 1квартирные | 9 | 90 | 0,2 | 18 | 91,78 |
| 3 | Административное здание | 1 | 83,6 | 0,59 | 30,68 | 89,05 |
| 4 | Магазин | 1 | 15,0 | 0,75 | 11,25 | 18,75 |
| 5 | Котельная | 1 | 35,0 | 0,55 | 19,25 | 39,94 |
| 6 | Гараж | 1 | 5,0 | 0,5 | 2,5 | 5,59 |
| | ИТОГО по ТП | | 551,5 | 0,52 | 275,5 | 616,5 |
| ТП 11 | | | | | | |
| 1 | Жилой дом 2-х квартирные | 10 | 200 | 0,2 | 40 | 203,96 |
| 2 | Жилой дом 1квартирные | 15 | 150 | 0,2 | 30 | 152,97 |
| 3 | Коттедж | 1 | 37,5 | 0,2 | 7,5 | 38,25 |
| 4 | Склад | 2 | 20,2 | 0,43 | 8,69 | 21,99 |
| 5 | Гараж | 4 | 20,0 | 0,5 | 10 | 22,36 |
| 6 | КЗС | 1 | 45,0 | 0,62 | 6,2 | 11,47 |
| | ИТОГО по ТП | | 460,8 | 0,39 | 173,31 | 492,4 |
| ТП 17 | | | | | | |
| 1 | Школа | 1 | 75,0 | 0,33 | 24,75 | 78,98 |
| 2 | Школьная мастерская | 1 | 10 | 0,43 | 4,3 | 10,89 |
| 3 | Склад | 1 | 10,0 | 0,43 | 4,3 | 10,89 |
| | ИТОГО по ТП | | 90,22 | 0,42 | 36,5 | 97,34 |
| ТП 16 | | | | | | |
| 1 | Жилой дом 2-х квартирные | 7 | 140 | 0,2 | 28 | 142,77 |
| 2 | Жилой дом 1квартирные | 20 | 200 | 0,2 | 40 | 203,96 |
| 3 | Дом культуры | 1 | 47,0 | 0,43 | 20,21 | 51,16 |
| 4 | Детский сад | 1 | 18,4 | 0,43 | 7,91 | 20,03 |
| 5 | Гараж | 2 | 10 | 0,5 | 5 | 11,18 |
| | ИТОГО по ТП | | 386,8 | 0,39 | 145,5 | 413 |

Продолжение таблицы 10

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ТП 13 | | | | | | |
| 1 | Жилой дом 2-х квартирные | 8 | 160 | 0,2 | 32 | 163,17 |
| 2 | Жилой дом 1квартирные | 1 | 10 | 0,2 | 2 | 10,19 |
| 3 | Склад | 4 | 40,0 | 0,43 | 17,2 | 43,54 |
| 4 | КЗС | 2 | 90,0 | 0,62 | 55,8 | 105,89 |
| | ИТОГО по ТП | | 271,8 | 0,42 | 109,2 | 292,9 |
| ТП 02 | | | | | | |
| 1 | Жилой дом 2-х квартирные | 4 | 80 | 0,2 | 16 | 81,58 |
| 2 | Жилой дом 1квартирные | 8 | 80 | 0,2 | 16 | 81,58 |
| 3 | Склад | 2 | 20,0 | 0,43 | 8,6 | 21,77 |
| 4 | Пилорама | 1 | 15,0 | 0,62 | 9,30 | 17,67 |
| | ИТОГО по ТП | | 191,5 | 0,42 | 76,96 | 206,4 |
| ТП 01 | | | | | | |
| 1 | Жилой дом 1квартирные | 4 | 40 | 0,2 | 8 | 40,79 |
| 2 | Водокачка | 1 | 17,0 | 0,75 | 12,75 | 20,95 |
| 3 | Пилорама | 1 | 15,0 | 0,62 | 9,30 | 17,67 |
| 4 | Мастерские | 2 | 50 | 0,62 | 31 | 58,83 |
| | ИТОГО по ТП | | 97,17 | 0,48 | 44,98 | 107,1 |
| ТП 04 | | | | | | |
| 1 | Котельная | 1 | 35,0 | 0,55 | 19,25 | 39,94 |
| | ИТОГО по ТП | | 36,29 | 0,55 | 19,25 | 41,08 |
| ТП 12 | | | | | | |
| 1 | Жилой дом 2-х квартирные | 18 | 360 | 0,2 | 72 | 367,13 |
| 2 | Склад | 5 | 50 | 0,43 | 31,5 | 59,09 |
| 3 | Пилорама | 1 | 15,0 | 0,62 | 9,30 | 17,67 |
| 4 | Свинарник | 1 | 10 | 0,62 | 6,2 | 11,47 |
| | ИТОГО по ТП | | 426,5 | 0,47 | 192,14 | 467,5 |
| СТП 05 | | | | | | |
| 1 | Вышка связи(мегафон) | | 10 | 0,88 | 8,8 | 13,32 |

# 5 ВЫБОР ТП

## 5.1 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП с учетом компенсации реактивной мощности

Чтобы определить число и мощность трансформаторов необходимо поддерживаться техника – экономических расчётов с предержащим некоторых факторов:

1) категории по надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ;

2) перегрузочной способности трансформаторов в нормальных и аварийных режимах;

3) шага стандартных мощностей;

4) экономичных режим работы трансформатора в зависимости от суточных графиков нагрузки.

Количество ТП непосредственно влияет на затраты на распределительные устройства напряжением 10 кВ электрические сети.

Трансформаторная подстанция — это электрическое устройство, способное к изменять уровень напряжения и способен распределять электроэнергию. В соответствии с правилами в системе электроснабжения используются одно и двухтрансформаторные подстанции.

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

Так как электроприемники рассматриваемого района относятся к II и III категории надежности электроснабжения с условиями резервировирования мощности по перемычкам, то реконструкцию сети будем производить с использованием однотрансформаторных ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП 06:

$$S_{PT06} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}} \qquad (16)$$

$$S_{PT1} = \frac{325{,}17}{1 \cdot 0{,}85} = 383{,}1, \text{ кВА}$$

где $S_{ТП}$ – расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

$n_T$ – количество трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$ – коэффициент загрузки трансформаторов.

Для потребителей третьей и второй категории для однотрансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет подстанций 0,85.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной. Выбираем силовые трансформаторы 400 кВА.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке только в нормальном режиме, для ТП 06:

$$K_{З\ норм} = \frac{S_P}{S_{НОМ.ТР} \cdot N_{ТР}}, \qquad (17)$$

$$K_{З\ норм} = \frac{325{,}6}{400 \cdot 1} = 0{,}81;$$

Коэффициента загрузки в аварийном режиме нет, так как однотрансформаторная подстанция и одна приходящая линия 10 кВ.

Наибольшая передаваемая реактивная мощность через 1 трансформатор:

$$Q_{MT} = \sqrt{(N_{TP} \cdot K_3 \cdot S_{HOM.TP})^2 - P_P{}^2}\ , \qquad (18)$$

$$Q_{MT} = \sqrt{(1 \cdot 0{,}85 \cdot 400)^2 - 325{,}17^2} = 99{,}33 \text{ квар;}$$

Мощность конденсаторных батарей находим по формуле:

$$Q_{HK06} = Q_{\Sigma} - Q_{MT}, \qquad (19)$$

$$Q_{HK06} = 119{,}56 - 99{,}32 = 20{,}22 \text{ квар;}$$

Дополнительная мощность НБК требуется, так как трансформатор 400 кВА не пропускает через себя требуемую реактивную нагрузку. Выбираем НБК типа УКРМ 0,4-25 УЗ.

Выбираем трансформаторы типа: ТМ-400/10/0.4 УЗ.

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

| ТП | Устанавливаемые трансформаторы | Sр, кВА | Кз, н.р | Кз, п.а |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ТП 06 | 1×ТМ-400 | 325,2 | 0,81 | 0,81 |
| ТП 03 | 1×ТМГ-1000 | 616,5 | 0,62 | 0,62 |
| ТП 11 | 1×ТМ-630 | 492,4 | 0,78 | 0,78 |
| ТП 17 | 1×ТМ-250 | 97,34 | 0,39 | 0,39 |
| ТП 16 | 1×ТМ-630 | 413 | 0,39 | 0,39 |
| ТП 13 | 1×ТМ-400 | 292,9 | 0,73 | 0,73 |
| ТП 02 | 1×ТМ-250 | 206,4 | 0,83 | 0,83 |

Продолжение таблицы 11

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| ТП 01 | 1×ТМ-250 | 107,1 | 0,43 | 0,43 |
| ТП 04 | 1×ТМ-100 | 41,08 | 0,41 | 0,41 |
| ТП 12 | 1×ТМ-630 | 467,5 | 0,74 | 0,74 |

Параметры данных трансформаторов приведены в таблице 12

Таблица 12 – Параметры выбранных трансформаторов 10/0,4 кВ

| Марка | $\Delta P_{х}$, кВт | $\Delta P_{к}$, кВт | $U_k$ , % | $I_х$ , % |
|---|---|---|---|---|
| ТМ - 630/10 | 2,27 | 7,6 | 5,5 | 2 |
| ТМ - 400/10 | 1,45 | 5,5 | 4,5 | 2,1 |
| ТМ - 250/10 | 1,05 | 3,7 | 4,5 | 2,3 |
| ТМ - 100/10 | 0,49 | 1,97 | 4,5 | 2,6 |
| ТМГ-1000/10 | 1,6 | 10,8 | 5,5 | 1,2 |

В связи с коэффициентом перспективного роста, и с более 25 летней эксплуатацией в селе Сычевка при реконструкции подлежат к постепенной замене трансформаторные подстанции: ТП 06, ТП 03, ТП 11, ТП 16, ТП 13, ТП 02, ТП 12 на более мощные (см. Таблицу 11).

Трансформаторные подстанции: ТП 17, ТП 01, ТП 04 не будут заменяться, так как обладают достаточным запасом мощности.

**5.2 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение**

Для сельской местности применяются подстанции типа КТП. В свою очередь данные подстанции поставляются заводом – изготовителем в соборном виде, либо отдельными блоками, а намести просто монтируются.

В Выпускной квалификационной работе КТП могут будут изготовлены в металлическом корпусе. И устанавливаться на предварительно монтированный фундамент наружной установке. Принципиальная схема однотрансформаторной подстанции приведена на рисунке 3.

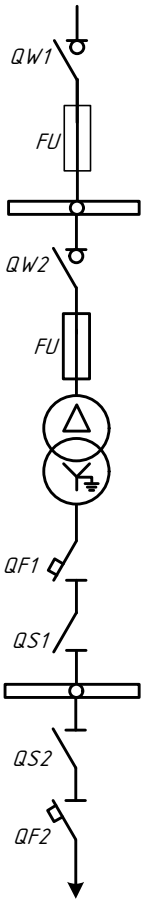


Рисунок 3 – Принципиальная схема ТП 10/0,4 кВ с одним трансформатором

Однотрансформаторная КТП наружного исполнения состоит из металлического корпуса киоскового типа и трех отсеков: РУВН, РУНН, силового трансформатора. В связи с реконструкцией и заменой ТП будет использован воздушный ввод.

Распределительное устройства высокого напряжения ТП исполняется из нескольких отделов, в него входят место для ввода линии и вывода, входит также предохранитель между отсеками для подключения и защиты трансформатора.

Распределительное устройство низкого напряжения выполнено в виде блока, представляющего набор вводных, линейных шкафов, разделены которые на отсеки выключателя, релейной аппаратуры, шин и кабелей.

Распределительном устройстве низкого напряжения будут устанавливаться автоматические выключатели на каждую отходящую линию с номиналом от 16 до 1000 Ампер.

Так же для КТП будут предусмотрены компенсаторы реактивной мощности.

### 5.3 Определение места расположения ТП

В выпускной квалификационной работе место расположения ТП остаётся прежним. И при реконструкции систем электроснабжения необходимо учитывать требования потребителей по надежности электроснабжения. В селе Сычевка в основном преобладает III категория и все потребители получают питание от однотрансформаторных подстанций. При проверке выбора места расположения ТП рассмотреть варианты максимально приближённого расположения к центрам электрических нагрузок.

С целью проверки определения места расположения ТП-02, для этого строим картограмму электрических нагрузок. Картограмма представляет собой размещенные на плане окружности, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчетным нагрузкам. Радиусы окружностей картограммы определяют по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi m}}, \qquad (20)$$

где $P_{pi}$ – расчетная активная нагрузка группы $i$-ого узла электрических нагрузок кВт;

$m$ – принятый масштаб для определения площади круга.

Для построения карты примем m=1.

Мощности объектов даны в таблице 13.

Таблица 13 – Мощности объектов для построения картограммы ТП 02

| № | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $P_{pi}$ | 10 | 10 | 15 | 20 | 10 | 10 | 10 | 10 | 20 | 10 | 20 | 20 | 10 | 10 | 10 |

Координаты центров узлов электрических нагрузок приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Координат центров узлов электрических нагрузок

| № | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $x_i$ | 9 | 25 | 44 | 81 | 93 | 116 | 137 | 170 | 40 | 57 | 69 | 82 | 123 | 149 | 158 |
| $y_i$ | 9 | 13 | 25 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 47 | 47 | 47 | 47 | 49 | 49 | 49 |

На основании построенной картограммы находят координаты условного центра активной нагрузки (УЦН) по формуле:

$$X = \frac{\sum x_i \cdot P_{pi}}{\sum P_{pi}} = 84{,}4, \tag{21}$$

$$Y = \frac{\sum y_i \cdot P_{pi}}{\sum P_{pi}} = 32{,}4, \tag{22}$$

где $x_i$, $y_i$ – координаты центров $i$-ых узлов электрических нагрузок.

На рисунке 14 показан рассчитанный условный центр нагрузки.

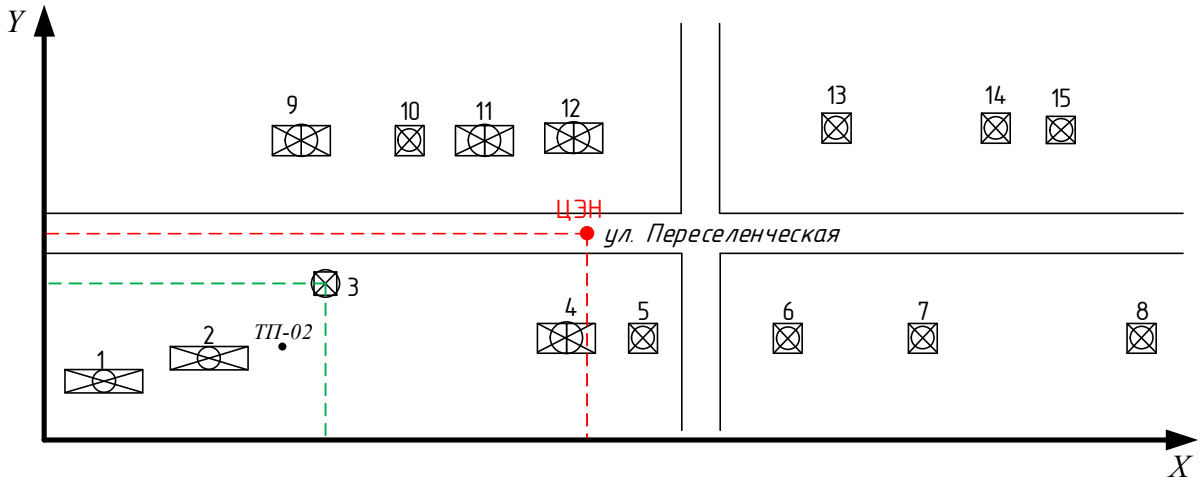


Рисунок 4 – Условный центр электрических нагрузок

Аналогично проверяются и остальные ТП.

# 6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА И ИХ АНАЛИЗ

## 6.1 Варианты схемы конфигурации сети

Схемы электрических сетей необходимы обеспечить качественное и надёжное электроснабжения при минимальных затратах, а также безопасность и рациональность сети для необходимой гибкости.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют метод выбора на основе технико-экономического сравнения двух схем.

Рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети, один из которых существующая:

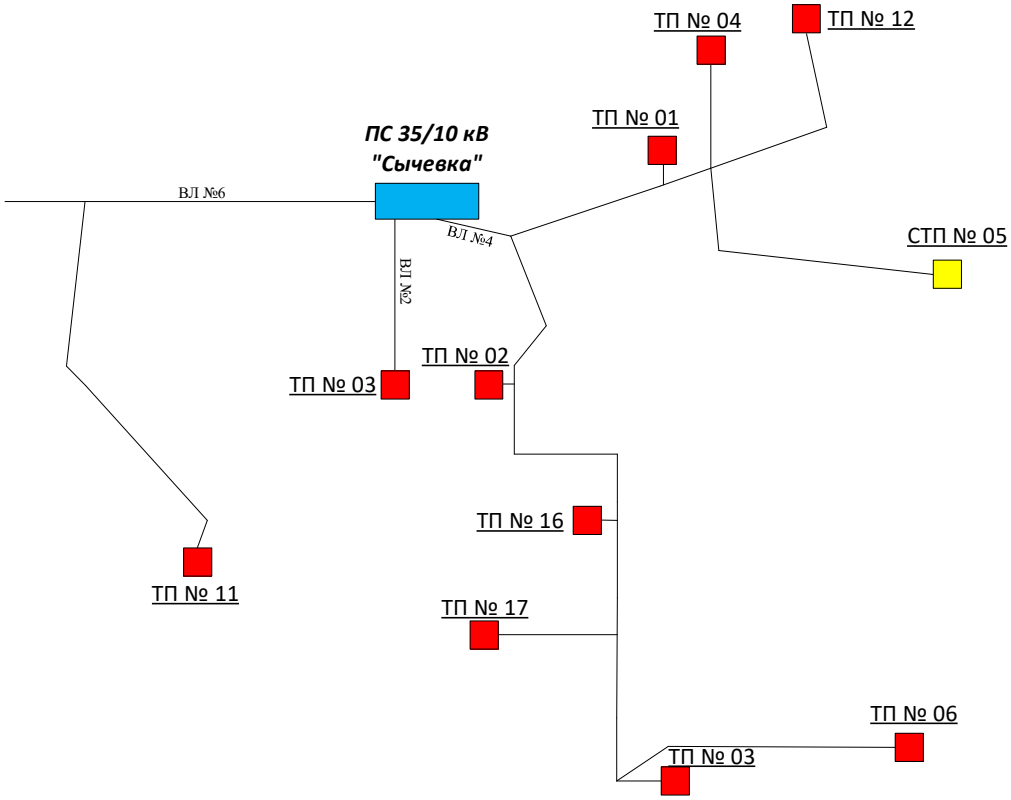


Рисунок 5 – Первый вариант сети 10 кВ

В первом варианте реконструкции электрической сети выбрана существующая схема, она в свою очередь предусматривает надежное электроснабжение

потребителей III категории. При этом потребители III категории надежности будут обесточены только в случае повреждения ВЛ непосредственно на отпайке возле ТП.

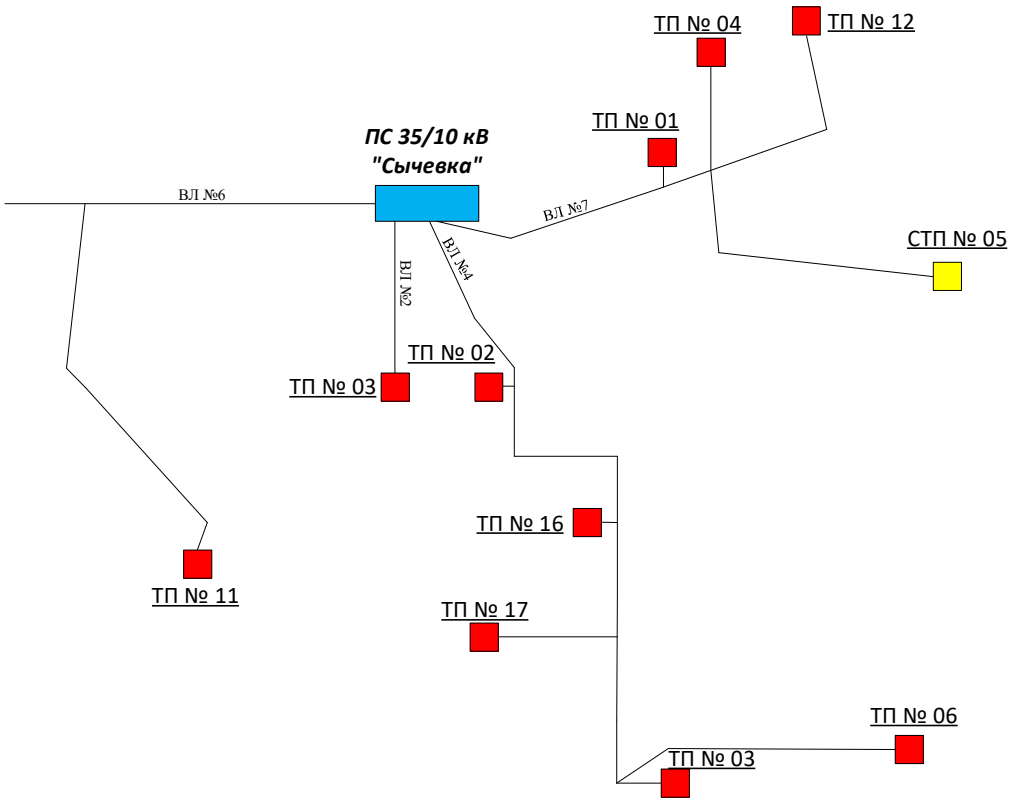


Рисунок 6 – Второй вариант сети 10 кВ

В качестве второго варианта реконструкции электрической сети будет рассматриваться вариант разделения фидера 4 на две линии. Одна из которых будет получать свое питание из резервной ячейки. Наличие отдельной питающей линии 10 кВ позволяет в случае КЗ на линии № 4 оставлять в работе потребителей улиц Молодёжной, Луговой и производственных объектов, в отличие от предыдущего варианта.

Для выбора варианта схемы реконструкции электрической сети произведём техника – экономический расчет для двух вариантов.

### 6.2 Выбор номинального напряжения распределительной сети

Для сельскохозяйственных распределительных сетей наибольшее распространение получило напряжение 10 кВ. Так как в селе Сычевка нет двигателей высокого напряжения, сеть 6 кВ использовать не уместно.

В связи с этим имеется эмпирических формула Стилла для выбора номинального напряжения линии. В качестве примера рассчитаем напряжения для фидера №2 который питает электрической энергией ТП – 13.

$$U_{НОМ} = 4{,}34 \cdot \sqrt{L + 0{,}016 \cdot P}\ , \tag{23}$$

где $P$ – активная мощность, передаваемая через линию, кВт;

$L$- длина линии, км.

$U_{НОМ} = 4{,}34 \cdot \sqrt{0{,}2 + 0{,}016 \cdot 275{,}2} = 9{,}3 \approx 10$ кВ;

Выбор напряжения производим по шкале номинальных линейных напряжений электрических сетей установленным ГОСТом 721-78.

В результате проведенного анализа напряжения распределительной сети будет 10 кВ.

**6.3 Расчет электрической нагрузки на стороне ТП 10 кВ**

При определении электрических нагрузок в сетях 10 кВ нужно рассчитать потери мощности в силовых трансформаторах. В потери трансформатора входят следующие виды: нагрузочные и потери холостого хода. Нагрузочные потери зависят от вылечены сопротивления обмоток, так как при протекании мощности часть этой мощность затрачивается на нагрев обмотки. Потери в магнитной системе зависящие от токов холостого тока и вихревых токов в сердечнике трансформатора обуславливаются потерями холостого хода.

Потери мощности в трансформаторах определим по формуле:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_{ТП}}{S_{тр.ном}} \right)^2 , \tag{24}$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{т.ном}}{100} , \tag{25}$$

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

$\Delta P_{xx}$ – активные потери мощности на холостом ходу, [таб. п.5.20 с.376];

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

$U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, [таб. п.5.20 с.376];

$S_{тр.ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП № 13:

$$\Delta P_{т} = 2 \cdot 1,45 + \frac{1}{2} \cdot 5,5 \cdot \left( \frac{292,92}{400} \right)^2 = 4,38 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot 292,92^2}{100 \cdot 400} + \frac{1}{2} \cdot \frac{2,1 \cdot 400}{100} = 23,51 \text{ квар};$$

Для того чтобы найти полную мощность ТП приведенную в высокой стороне, будет находится из суммы нагрузок на шинах НН и потерь трансформатора:

$$S_{тп} = \sqrt{\left(P_{р.ТП} + \Delta P_m\right)^2 + \left(Q_{р.ТП} + \Delta Q_m\right)^2} \ , \qquad (26)$$

$$S_{тп} = \sqrt{\left(271,79 + 4,38\right)^2 + \left(109,21 + 23,51\right)^2} = 306,41 \text{ кВА};$$

Рассчитанные полные мощности трансформаторных подстанций, приведенные к высокой стороне представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Полные мощности ТП и потери, приведенные к стороне 10 кВ

| № ТП | ΔP, кВт | ΔQ, квар | $S_{тп}$, кВА |
|---|---|---|---|
| ТП 06 | 4,72 | 27,99 | 340,71 |
| ТП 03 | 5,25 | 47,8 | 643,78 |
| ТП 11 | 6,86 | 48,63 | 517,69 |
| ТП 17 | 2,38 | 6,29 | 102,02 |

Продолжение таблицы 15

| | | | |
|---|---|---|---|
| ТП 16 | 6,18 | 36,12 | 432,9 |
| ТП 13 | 4,38 | 23,51 | 306,41 |
| ТП 02 | 3,36 | 18,21 | 216,89 |
| ТП 01 | 2,44 | 7,00 | 112,35 |
| ТП 04 | 1,15 | 2,82 | 43,46 |
| ТП 12 | 1,15 | 2,82 | 43,46 |
| СТП 05 | 0,25 | 0,71 | 13,98 |

### 6.4 Выбор сечения самонесущего изолированного провода 10 кВ

Выбор сечения линий напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ .Рассмотрим выбор сечения линии для второго варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 4.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_н \cdot \sqrt{3}}\ , \tag{27}$$

где $S_p$ – полная мощность линии, кВА;

$U_н$ – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность, проходящая по линии, определяется, как сумма мощностей ТП приведенных к высокой стороне получающих питание от данной линии. Произведем расчет полной мощности по формуле:

$$S_{p.фидер4} = \begin{pmatrix} S_{mn06} + S_{mn03} + S_{mn17} + S_{mn16} + S_{mn02} + \\ +S_{mn01} + S_{mn04} + S_{mn12} + S_{mn05} \end{pmatrix}, \tag{28}$$

где $S_{тп03}$ – мощность трансформаторной подстанции.

$$S_{р.фидер4} = 0,7\begin{pmatrix} 340,7 + 643,8 + 102,02 + 432,9 + \\ +306,4 + 206,4 + 107,1 + 41,1 + 467,5 \end{pmatrix} = 1,599 \cdot 10^3 \text{ кВА};$$

$$I_{р.фидер4} = \frac{1,599 \cdot 10^3}{10 \cdot \sqrt{3}} = 131,86 \text{ А};$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.доп} \geq I, \tag{29}$$

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

Так как нагрузка на фидере 4 небольшая поэтому для магистральных участков выбираем выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 50 мм² с длительно допустимым током равным 245 А.

По результатам аналогичного расчета для фидера 6 который выполнен маркой АС-50 мм², был сделан вывод о том, что данный фидер не нуждается в реконструкции. Расчётный максимальный ток для данного фидера 108 А.

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбранные марки и сечения распределительных линий 10 кВ и их параметры

| № начало | № конец | Сечение | L, км | $I_Р$ |
|---|---|---|---|---|
| Фидер 4 | | | | |
| 0 | 1 | 50 | 0,2 | 132,9 |
| 1 | 2 | 50 | 0,1 | 95,7 |
| 2 | 3 | 50 | 0,68 | 83,8 |
| 3 | 4 | 50 | 0,33 | 59,9 |
| 4 | 5 | 50 | 0,17 | 54,4 |
| 5 | 6 | 50 | 0,50 | 18,8 |
| 1 | 7 | 50 | 0,25 | 36,4 |
| 7 | 8 | 50 | 0,05 | 30,1 |
| 8 | 9 | 50 | 0,35 | 11,92 |
| 8 | 10 | 50 | 0,15 | 2,37 |

Продолжение таблицы 16

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 8 | 11 | 50 | 0,8 | 0,77 |
| Фидер 2 | | | | |
| 0 | 1 | 50 | 0,175 | 17,69 |

Выбранные длины и сечения вариантов реконструкции предоставлены в таблицы 17.

Таблица 17 – Длины и сечения вариантов реконструкции

| Сечение, мм$^2$ | L, км |
|---|---|
| 1 Вариант | |
| 50 | 0,175 |
| 50 | 3,5 |
| 2 Вариант | |
| 50 | 1,9 |
| 50 | 0,175 |
| 50 | 1,8 |

После выбора сечения провода его следует проверить по потере напряжения, отклонения напряжения согласно качеству электрической энергии, не должно превышать 5 % [3].

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L}{U_{ном}} \cdot \left( r_0 \cdot cos(\varphi) + x_0 \cdot sin(\varphi) \right) \cdot 100\ \%, \tag{30}$$

где $r_0$, $x_0$ – удельное активное и индуктивное сопротивление линии;

$I_p$ – расчетный ток, протекающий по участку линии;

$L$ – длина линии, км.

Для примера определим потерю напряжения второго варианта фидера 2:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 17{,}69 \cdot 0{,}175}{10 \cdot 10^3} \cdot \left( 0{,}63 \cdot 0{,}9 + 0{,}27 \cdot 0{,}43 \right) \cdot 100\% = 0{,}04\ \%;$$

Результаты расчетов потери напряжения для других участков первого варианта приведены в следующей таблице 18:

Таблица 18 – Потери напряжения ВЛ 10 кВ

| № начало | № конец | L, км | ΔU, % |
|---|---|---|---|
| Фидер 4 | | | |
| 0 | 1 | 0,2 | 0,33 |
| 1 | 2 | 0,1 | 0,12 |
| 2 | 3 | 0,68 | 0,7 |
| 3 | 4 | 0,33 | 0,2 |
| 4 | 5 | 0,17 | 0,12 |
| 5 | 6 | 0,50 | 0,1 |
| 1 | 7 | 0,25 | 0,3 |
| 7 | 8 | 0,05 | 0,02 |
| 8 | 9 | 0,35 | 0,12 |
| 8 | 10 | 0,15 | 0,1 |
| 8 | 11 | 0,8 | 0,1 |
| Фидер 2 | | | |
| 0 | 1 | 0,175 | 0,04 |

### 6.5 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети

Выбор оптимального варианта сети должен осуществляется с учетом технико – экономического сравнения вариантов электрических схем. Так как параметры ТП в двух вариантах внешнего электроснабжения села Сычевка одинаковые, то сравнение данных вариантов произведем на основе технико-экономических показателей ВЛ.

Капиталовложения в линии определим по стоимости провода с учетом монтажных работ. В таблице 19 приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа.

Таблица 19 – Стоимость проводов СИП-3 и его монтажа

| Сечение, мм$^2$ | $k_0$, тыс. руб./км | Стоимость прокладки СИП, тыс.руб./км |
|---|---|---|
| 50 | 129,492 | 47 |

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Капиталовложения в ВЛ

| Сечение, мм$^2$ | l, км | К, тыс. руб. |
|---|---|---|
| Вариант 1 | | |
| 50 | 0,175 | 30,87 |
| 50 | 3,5 | 617,4 |
| Вариант 2 | | |
| 50 | 1,95 | 343,98 |
| 50 | 0,175 | 30,87 |
| 50 | 1,8 | 317,52 |

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_а + И_э + И_{\Delta W}, \quad (31)$$

где $И_а$ – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_э$ – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$И_{\Delta W}$ – затрат на технологический расход электроэнергии.

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_а = \frac{К}{T_{сл}}, \quad (32)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для СИП принимается 15 лет.

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_э = a_э \cdot К, \quad (33)$$

где $a_э$ – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $a_э$= 0,85% [16].

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$И_{\Delta W} = C_0 + \Delta W, \quad (34)$$

Где $C_0$ – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0$ =1974,24 руб/МВт·ч,

$\Delta W$ – потери электроэнергии в сети.

Таблица 21– Эксплуатационные издержки

| Издержки | 1 Вариант | 2 Вариант |
|---|---|---|
| $И_а$, тыс. руб. | 43,22 | 46,16 |
| $И_э$ , тыс. руб. | 551,03 | 588,5 |
| $И_{dw}$, тыс. руб. | 137,9 | 131,08 |
| Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб. | 731,25 | 765,74 |

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$З_{ср.г} = E \cdot K + И, \quad (35)$$

где $E$ – норматив дисконтирования, 0,1;

$K$ – капитальные вложения;

$И$ – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$З_{ср.г1}$ = 732,15 тыс. руб.;

$З_{ср.г2}$= 834,98 тыс. руб.;

По результатам расчета выбираем первый вариант, так как для второго варианта затраты на 12 % больше.

**6.6 Определение суммарной нагрузки села**

Для расчета суммарной нагрузки сетей 10 кВ определяется суммой всех отдельных расчетных мощностей ТП приведённых к высокой стороне. С учётом количества будет учитываться коэффициент совмещения максимумов их нагрузки, данный коэффициент принимаем по [РД, таб. 2.4.1].

Суммарную нагрузку села находим с помощью формулы:

$$S_{\sum} = k_o \cdot \begin{pmatrix} S_{mn06} + S_{mn03} + S_{mn17} + S_{mn16} + S_{mn02} + S_{mn01} + S_{mn04} + \\ + S_{mn12} + S_{mn05} + S_{mn13} + S_{mn11} \end{pmatrix}, \qquad (36)$$

$$S_{\sum} = 0,65 \cdot \begin{pmatrix} 340,7 + 643,8 + 102,02 + 432,9 + 306,4 + \\ + 206,4 + 107,1 + 41,1 + 13,2 + 292,9 + 492,9 \end{pmatrix} = 1,807 \cdot 10^3 \text{ кВА};$$

По результатам суммарной нагрузки села будет выбрано электрооборудования на подстанции «Сычевка», а так же будет проведена проверка существующих силовых трансформаторов ТМН 1600/35/10 и питающей линии 35 кВ.

# 7 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ СЕЛА

В данном разделе будет рассматриваться целесообразность реконструкции питающей сети. Главной цель будет проверка существующей линии электропередач, а также её конструкции. В питающую сеть входит и силовые трансформаторы на подстанции «Сычевка», которые следует проверить. На основании проверок: на напряжения, по нагреву и работе в аварийном режиме будет сделан вывод заменять его или нет.

## 7.1 Выбор и проверка номинального напряжения питающих линий

Так как длина существующей линии меньше 250 км и предаваемая мощность меньше 60 МВт. Для проверки напряжения в питающей сети используем эмпирической формулой Стилла (23). Проверим номинальное напряжения на линии Костюковка – Сычевка протяжённостью 25,2 км.

$$U_{НОМ} = 4{,}34 \cdot \sqrt{25{,}2 + 0{,}016 \cdot 1962{,}4} = 32{,}65 \approx 35 \text{ кВ};$$

По результатам расчета данная линия по номинальному напряжению соответствует.

## 7.2 Выбор и проверка марки и сечения питающих линий, их конструктивное исполнение

Питающая линия села ПС 35/10 кВ «Сычевка», а также питающих от шин 35 кВ ПС 35/10 кВ «Гуран» и «Загорная» получают свое питания от ОРУ 35 кВ ПС «Амурская». По линиям Амурская – Костюковка – Сычевка выполнены маркой АС – 120/27 мм$^2$ и АС – 70/24 мм$^2$ общей протяженностью 54,8 км.

Проверку осуществляем по экономической плотности тока.

$$S_{эк} = \frac{I_{расч.мак.}}{j_{эк}}, \tag{37}$$

где $S_{эк}$ – экономическое сечение провода, мм$^2$;

$I_{расч.мак.}$ – максимальный расчетный ток, А;

$j_{эк}$ – экономическая плотность тока провода, А/мм$^2$.

$$I_{расч.мак.} = \frac{S_{рас.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (38)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение питающей линии, кВ;

$S_{рас.}$ – максимальная расчётная мощность, протекающая по линии, кВА.

Согласно ПУЭ таблицы 1.3.36. экономическая плотность тока при числе использования от 3000 до 5000 часов максимума нагрузки в год для алюминиевых проводов принимается 1,1 А/мм$^2$. Для проверки сечения линии выберем участок Костюковка – Сычевка.

$$I_{расч.мак.} = \frac{1962,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 32,37 \text{ А};$$

$$S_{эк} = \frac{32,37}{1.1} = 29,43 \text{ мм}^2$$

По результатам расчёта следует, то что существующий провод АС – 70/24 мм$^2$ не нуждается в реконструкции.

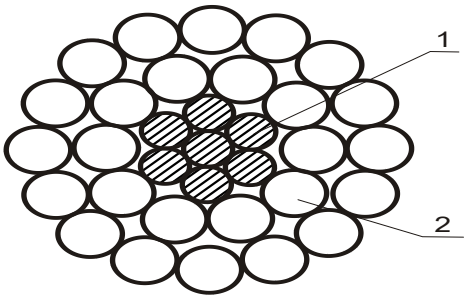


Рисунок 7 – Общий вид провода АС-70/24

У провода стальная часть (1) состоит из семи стальных проволок, алюминиевая (2) – из двух повивов алюминиевых проволок, навитых вокруг стальной части. Алюминиевая часть состоит из двадцати шести проволок.

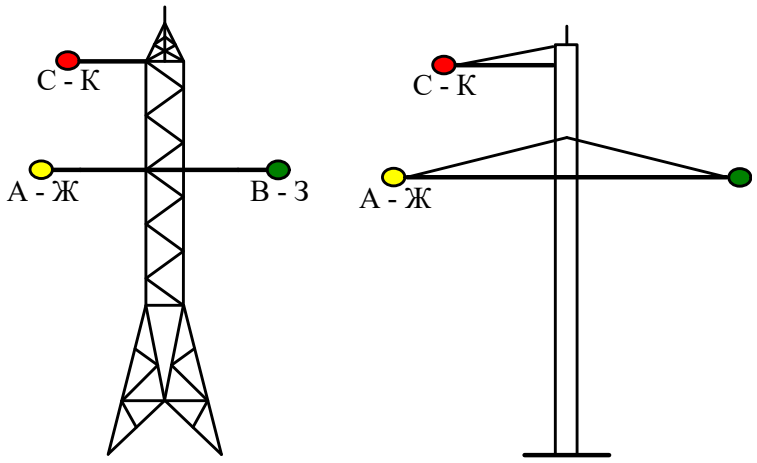


Рисунок 8 – Схема расположения фаз

На линии электропередачи используются следующий тип опор, который предназначены для проводов от 70 до 150 мм$^2$. Используются типы опор: анкерные, анкерно – угловые металлические и железобетонные, промежуточные металлические опоры.

**7.3 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов питающей подстанции при реконструкции**

Трансформатор является один из важных составляющих в электрической сети. Количество трансформаторов на подстанции села Сычевка будет выбираться с учётом мощности и надёжности потребителей.

Так как от проектируемой подстанции получают потребители II и III категории по надёжности, то согласно ПУЭ должно быть установлено два силовых трансформатора [12].

Выбор силовых трансформаторов производится с учетом аварийных перегрузок согласно ГОСТ 14209–97.

Для расчетной мощности трансформатора исходим из средней нагрузки:

$$S_{расч} = \frac{S_{\sum}}{n \cdot K_з}, \tag{39}$$

где $n$ – количество трансформаторов;

$K_з$ – коэффициент загрузки.

$$S_{расч} = \frac{1,807}{2 \cdot 0,7} = 1,291 \text{ МВА};$$

В связи полученной мощности делаем вывод: существующие трансформаторы не целесообразно заменять, а следует только проверить на работу в аварийном режиме.

Согласно ГОСТ 14209–97, необходимо произвести проверку с учетом аварийных и допустимых перегрузок. Для этого, необходимо определить коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режиме которые должны соблюдать все нормы проверяемого режима.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме определим:

$$K_{загр} = \frac{S_{расч}}{n \cdot S_{тр}}, \tag{40}$$

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

$$K_{загр} = \frac{1,807}{2 \cdot 1,6} = 0,565;$$

Коэффициент аварийной загрузки трансформатора в аварийном режиме:

$$K_{загравар} = \frac{S_{расч}}{S_{тр}}, \tag{41}$$

$$K_{загравар} = \frac{1,807}{1,6} = 1,129;$$

# 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Согласно правилам, электрооборудование выбирается по двум этапом. Первый – выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по условиям кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

– шины 35 кВ ПС Сычевка

– шины 10 кВ ПС Сычевка;

– шины ВН и НН трансформаторных подстанций;

В выпускной квалификационной работе расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. В этом случае полученные параметры будут выражаться в долях ил процентов от величины, принятой в качестве базисной, например, 100 МВА.

Для упрощения расчётов токов КЗ будем учитывать только индуктивное сопротивление, так как на точность расчётов данные упрощения не повлияют.

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

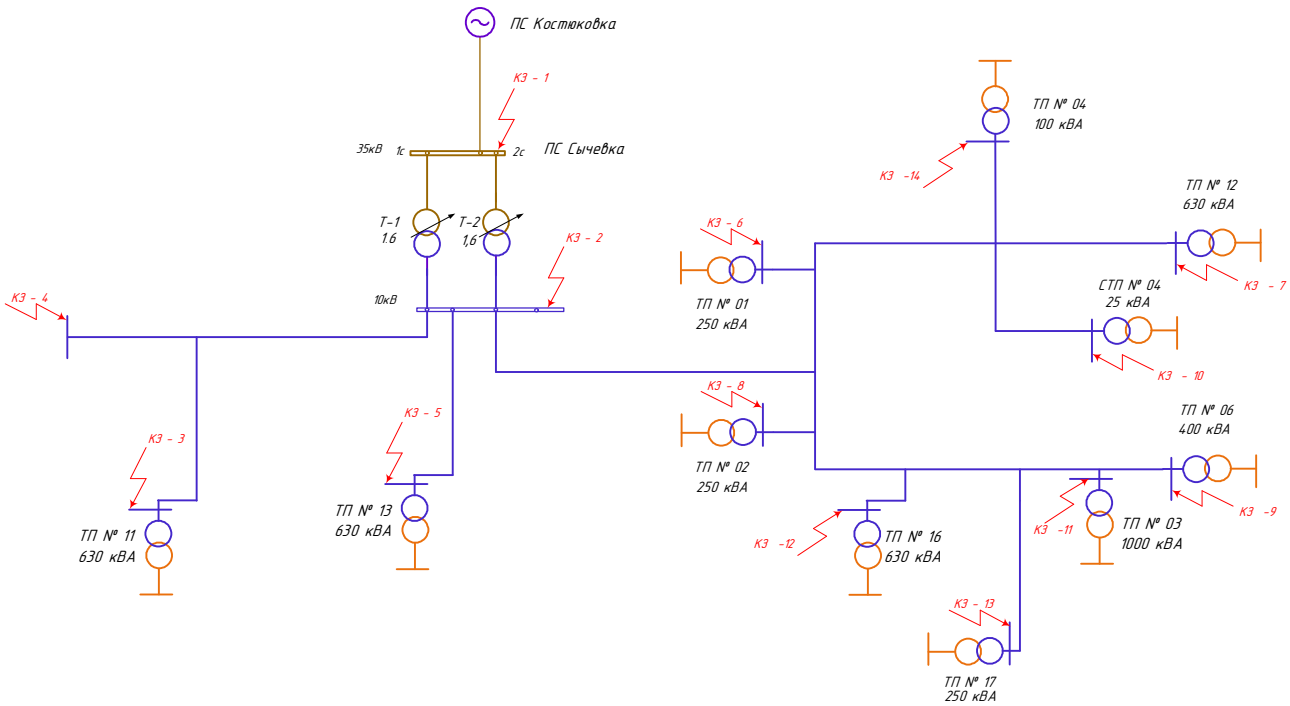


Рисунок 9 – Схема точек КЗ

### 8.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции Сычевка

При расчете токов КЗ должны определить следующие их значения:

$I_{ПО}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания

$i_y$ – ударный ток короткого замыкания;

$i_a$ – апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Базисное напряжения принимаем из среднего ряда для каждой ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1$=37,5 кВ, $U_2$=10,5 кВ;

ЭДС системы принимаем 1,1 о.е;

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

Определяем базисный ток для точки *К1* и *К2*:

$$I_{Бi} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_{Бi}}, \tag{42}$$

$$I_{Б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1{,}56 \text{ кА};$$

$$I_{Б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 5{,}5 \text{ кА};$$

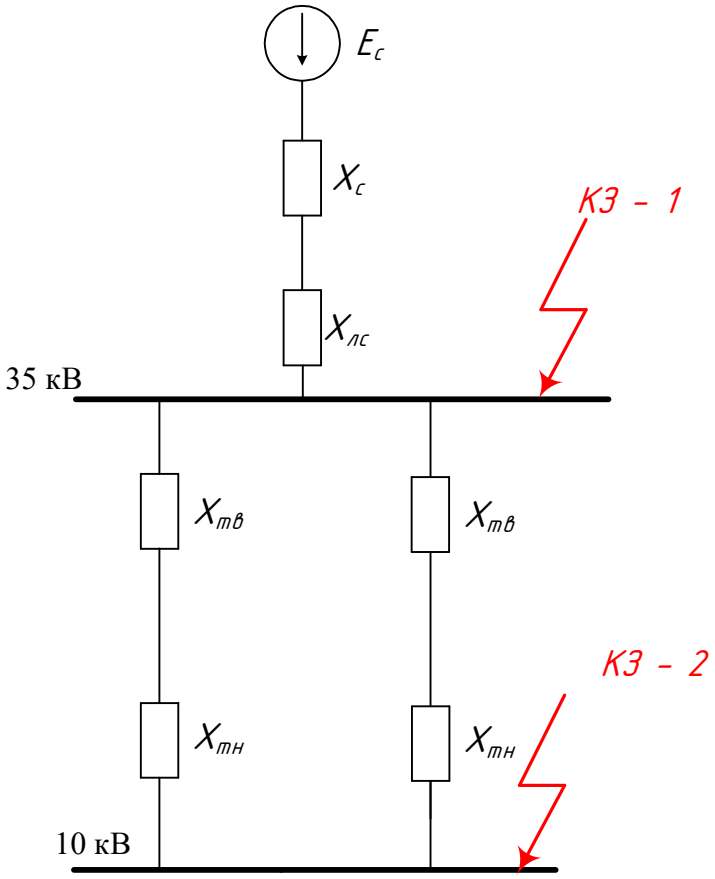


Рисунок 10 – Расчётная схема замещения подстанции

Для определения сопротивления системы, необходим ток КЗ на шинах ТП или мощность короткого замыкания. Если известна сопротивление системы определяются как:

$$X_{C*} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{КЗ}}, \tag{43}$$

Если ток КЗ неизвестен, тогда берётся система бесконечной мощности $X_{C*} = 0$.

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{Л*i} = X_{УДi} \cdot L \frac{S_Б}{U^2_{СРi}}, \quad (44)$$

где $X_{УДi}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$L$ – длина линии, км;

$U_{СР}$ – среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

Расчёт сопротивления линии Костюковка – Сычевка:

$$X_{Л35} = 0{,}431 \cdot 25{,}2 \cdot \frac{100}{37^2} = 0{,}793 \text{ о.е.};$$

Сопротивления силового трансформатора ТМН 1600/35/10:

$$X_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_Б}{S_{НОМ}}, \quad (45)$$

где $U_{k\%}$ – напряжение короткого замыкания, от номинального, 6,5 %;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Рассчитаем сопротивления трансформаторов ТМН 1600/35/10:

$$X_T = \frac{6{,}5}{100} \cdot \frac{100}{1{,}6} = 4{,}06 \text{ о.е.};$$

В таблице 11 приведена схема замещения для точки К1.

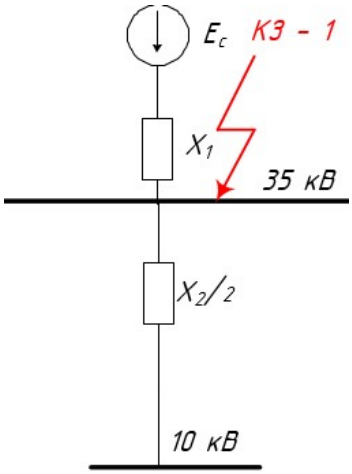


Рисунок 11 – Преобразованная схема замещения для точки К1

В таблице 22 приведены индуктивные сопротивления линий в относительных единицах:

Таблица 22 – Сопротивление линий

| Линии | $X_л$, Ом/км | $X_л$, о.е |
|---|---|---|
| Костюковка – Сычевка | 0,431 | 0,793 |

Полное сопротивление на стороне 35 кВ будет равно:

$$X_1 = X_C + X_{Л35}, \tag{46}$$

$$X_1 = 0 + 0,793 = 0,793$$

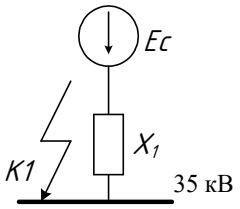


Рисунок 12 – Расчетная схема замещения для К1

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ будет определяться:

$$I_{ПОi}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_б, \tag{47}$$

Находим действующее значение периодической составляющей тока для К1:

$$I_{ПО1}^{(3)} = \frac{1,1}{0,793} \cdot 1,56 = 2,164 \text{ кА};$$

где $I_{ПО}^{(3)}$ – действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА;

$X_{i*}$ – результирующее сопротивление цепи КЗ, о.е..

Ударный ток $i_{УДi}$ определяется как:

$$i_{УДi} = \sqrt{2} I_{ПОi} \cdot K_{УДi}, \quad (48)$$

где $K_{УДi}$ – ударный коэффициент для стороны 35 кВ равен 1,608 и для стороны 10 кВ 1,8.

Для точки К1 находим ударный ток:

$i_{УДi} = \sqrt{2} \cdot 2{,}164 \cdot 1{,}608 = 4{,}921$ кА;

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_{ai} = \sqrt{2} \cdot I_{ПОi}^{(3)}, \quad (49)$$

Апериодическая составляющая тока для точки К1 составляет:

$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 2{,}164 = 3{,}060$ кА;

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1, К2 запишем в таблицу 23.

Таблица 23 – Токи короткого замыкания

| Точка короткого замыкания | $I_{ПО}$, кА | $i_{уд}$, кА | $i_a$, кА |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| К1 | 2,164 | 4,921 | 3,060 |
| К2 | 1,247 | 3,174 | 1,764 |

**8.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ**

Расчёт токов КЗ в распределительных сетях проводим для точек, указанных на рисунке 9. Производим расчёт для ближайшей и дальней ТП для каждого из фидеров. На основании расчётных токов будут выбраны защитные устройства.

Произведём расчет сопротивления линии по формуле (42) для точки К5 ТП 13:

$$X_{Л*5} = 0,27 \cdot 0,175 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,043 \text{ о.е;}$$

Аналогично рассчитаем суммарное сопротивление линий 10кВ в относительных единицах и для других линий.

Суммарное сопротивление линий 10 кВ согласно для каждой ТП приведены в следующей таблице:

Таблица 24 – Суммарное сопротивление линий от шин 10 кВ ПС до ТП

| Точка КЗ | ТП | L, км | $X_л$, Ом | $X_л$, о.е. |
|---|---|---|---|---|
| 3 | ТП 11 | 0,64 | 0,270 | 0,157 |
| 4 | – | 20,1 | 0,496 | 9,043 |
| 5 | ТП 13 | 0,175 | 0,270 | 0,043 |
| 6 | ТП 01 | 0,45 | 0,270 | 0,11 |
| 7 | ТП 12 | 0,8 | 0,270 | 0,196 |
| 8 | ТП 02 | 0,3 | 0,270 | 0,073 |
| 9 | ТП 06 | 1,67 | 0,270 | 0,409 |
| 10 | ТП 05 | 1,3 | 0,270 | 0,318 |
| 11 | ТП 03 | 1,23 | 0,270 | 0,024 |
| 12 | ТП 16 | 0,99 | 0,270 | 0,02 |
| 13 | ТП 17 | 1,31 | 0,270 | 0,026 |
| 14 | ТП 04 | 0,65 | 0,270 | 0,013 |

Составим общую схему замещения для расчета КЗ в точке К5:

На рисунке 15 приведена схема замещения для точки К5.

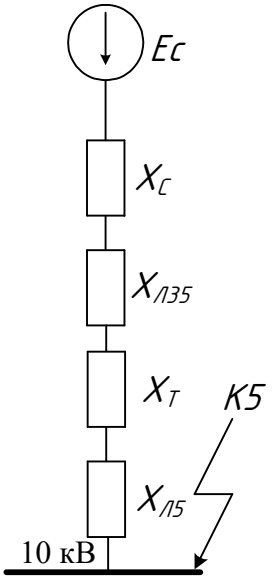


Рисунок 13 – Общая схема замещения для точки К3.

Полное сопротивление на стороне 10 кВ шины трансформаторной подстанции будет равно:

$$X_5 = X_C + X_{Л35} + X_T + X_{Л10}, \quad (50)$$

$$X_5 = 0 + 0,793 + 4,06 + 0,043 = 4,896 \text{ о.е.}$$

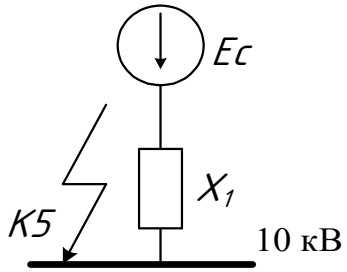


Рисунок 14 – Расчетная схема для точки К5.

Находим действующее значение периодической составляющей тока для точки К5 по формуле (47):

$$I_{ПО5}^{(3)} = \frac{1,1}{4,896} \cdot 5,5 = 1,236 \text{ кА};$$

Для точки К5 находим ударный ток по формуле (48), при этом ударный коэффициент на стороне 10 кВ ТП будет равен 1,369:

$$i_{УД5} = \sqrt{2} \cdot 1,236 \cdot 1,369 = 2,393 \text{ кА};$$

Апериодическая составляющая тока для точки К5 будет равна:

$$i_{ai} = \sqrt{2} \cdot 1,236 = 1,748 \text{ кА};$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице 25

Таблица 25 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети 10 кВ

| Точки КЗ | ТП | Iпо, кА | $i_{уд}$, кА | $i_a$, А |
|---|---|---|---|---|
| 3 | ТП 11 | 1,208 | 2,338 | 1,708 |

Продолжение таблицы 25

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 4 | – | 0,435 | 0,843 | 0,616 |
| 5 | ТП 13 | 1,236 | 2,393 | 1,748 |
| 6 | ТП 01 | 1,219 | 2,360 | 1,724 |
| 7 | ТП 12 | 1,198 | 2,320 | 1,695 |
| 8 | ТП 02 | 1,228 | 2,378 | 1,737 |
| 9 | ТП 06 | 1,150 | 2,226 | 1,626 |
| 10 | ТП 05 | 1,170 | 2,265 | 1,655 |
| 11 | ТП 03 | 1,241 | 1,93 | 1,754 |
| 12 | ТП 16 | 1,242 | 1,931 | 1,756 |
| 13 | ТП 17 | 1,24 | 1,929 | 1,754 |
| 14 | ТП 04 | 1,243 | 1,934 | 1,758 |

### 8.3 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 0.4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП. В сети 0,4 кВ ударный коэффициент будет равен 1,1.

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции ТП 13, мощностью 400 кВА.

Базисный ток для ступени селективности 0,4 кВ будет равен:

$$I_{Б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,51 \text{ кА};$$

Сопротивление трансформатора на ТП 13 рассчитаем по формуле (45), данные для расчета берем из таблицы 12. Результаты сопротивлений сведём в таблицу 26.

Таблица 26 – Результаты сопротивлений

| ТП | Трансформаторы | $X_Т$,о.е |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| ТП 11 | 1×ТМ-630 | 8,73 |

Продолжение таблицы 26

| | | |
|---|---|---|
| ТП 13 | 1×ТМ-400 | 11,25 |
| ТП 02 | 1×ТМ-250 | 18 |
| ТП 01 | 1×ТМ-250 | 18 |
| ТП 12 | 1×ТМ-630 | 8,73 |
| СТП | 1×ТМ-25 | 180 |
| ТП 03 | 1×ТМГ-1000 | 5,5 |
| ТП 16 | 1×ТМ-630 | 8,73 |
| ТП 17 | 1×ТМ-250 | 18 |
| ТП 04 | 1×ТМ-100 | 55 |
| ТП 06 | 1×ТМ-400 | 11,25 |

Схема замещения с точкой короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 15.

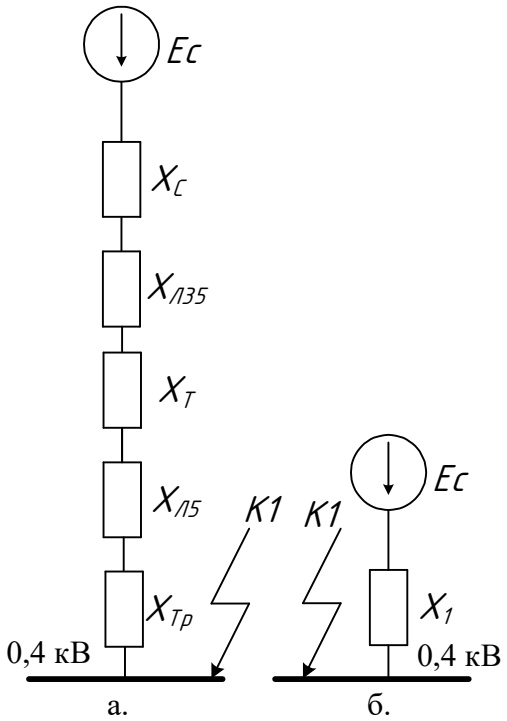


Рисунок 15 – Схема замещения для расчета КЗ на шинах НН ТП (а) и расчетная схема(б)

Результаты токов КЗ на шинах 0,4 кВ сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Токи КЗ на шинах 0,4 кВ

| ТП | $I_{по}$, А | $i_{уд}$, А | $i_а$, А |
|---|---|---|---|
| ТП 11 | 11,56 | 17,98 | 16,34 |
| ТП 13 | 9,834 | 15,297 | 13,907 |
| ТП 01 | 6,914 | 10,756 | 9,778 |
| ТП 12 | 11,523 | 17,925 | 16,296 |
| ТП 02 | 6,925 | 10,773 | 9,794 |
| ТП 06 | 9,916 | 14,958 | 13,958 |
| ТП 05 | 0,857 | 1,334 | 1,213 |
| ТП 03 | 15,3 | 23,802 | 21,638 |
| ТП 16 | 11,672 | 18,157 | 16,506 |
| ТП 17 | 6,94 | 10,796 | 9,814 |
| ТП 04 | 2,652 | 4,126 | 3,751 |

По результатам токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанции будут выбраны защитные устройства линий и силовых трансформаторов.

# 9 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ СЫЧЕВКА

В данном разделе будет рассматриваться реконструкция подстанции 35/10 кВ «Сычевка» главной целью проверить и выбрать оборудования на высокой и низкой стороне. В процессе реконструкции распределительное устройства будет модернизироваться и расширяться на две дополнительные ячейки КРН-III-10.

## 9.1 Выбор и проверка оборудования ВН

9.1.1 Выбор и проверка выключателей.

Высоковольтный выключатель выбирается по его номинальному и допустимому напряжению и току. Данные выключатели проверяют на отключающую способность, а также на термическую и динамическую устойчивость воздействующих на них токов КЗ. В каждом выключатели есть свой тип привода, который указывается при выборе его. Для выключателя главной задачей служит оперативного, аварийного и нормального включение и отключение отдельных цепей.

Для выбора выключателей нужно знать их параметры и если они одинаковы, то можно выбрать их в зависимости от изоляции или производителя. В данном случае выбираем элегазовый выключатель.

Выбор выключателей определяется при условии:

По номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст.ном}\ , \tag{51}$$

где $U_{ап.уст}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст.ном}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току должно соблюдаться условие:

$$I_{раб.max} \leq I_{ап.ном}, \tag{52}$$

где $I_{раб.max}$ – максимально рабочий ток присоединения.

Для выключателя должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \le i_{max} \tag{53}$$

где $i_{max}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

В связи с тем, что на подстанциях 35 кВ очень маленькие нагрузки, соответственно маленький максимальный расчетный ток. Делаем вывод что на ОРУ 35 кВ будут устанавливаться самые минимальные по току выключатели.

В данном случае при реконструкции будут произведен замен масляных выключателей на более надёжные элегазовые с типом изоляции $SF_6$. А также место секционного разъединителя будет установлен секционный выключатель для улучшения надёжности.

Для примера рассмотрим выбор трансформаторного выключателя.

Для установки на ОРУ 35 кВ выбираем трансформаторный элегазовый выключатель ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630У1.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят данному выражению:

$$B_к = I_{nO}^2 \left( t_{откл} + T_a \right), \tag{54}$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, принимаем 0,055 с;

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

Тепловой импульс на 35 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость должна проводится для второй и третьей ступени селективности, при этом учитывается время срабатывания РЗ. Найдём время отключения по выражению:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (55)$$

$t_{откл} = 0,5 + 0,055 = 0,555$ с;

где $\Delta t$ – выдержка времени для селективного срабатывания РЗ, принимаем 0,5 с.

$B_к = 2,164^2 \cdot (0,555 + 0,02) = 2,693$ кА$^2$с;

Немаловажным является проверка на возможность отключения токами КЗ апериодической составляющей. Поэтому определяется номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot (1 + \frac{\beta_H}{100}) \cdot I_{откл}, \quad (56)$$

$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot (1 + \frac{45}{100}) \cdot 25 = 51,265$ кА;

где $\beta_H$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя 45;

$I_{откл}$ – отключающий номинальный ток, принимаем 25 А.

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{max\,p} = \frac{2 \cdot S_{Тном35}}{\sqrt{3} \cdot 35}, \quad (57)$$

$I_{max\,p} = \frac{3200}{\sqrt{3} \cdot 35} = 52,79$ А;

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_Н$ = 35 кВ | $U_р$= 35 кВ | $U_Р \leq U_Н$ |

Продолжение таблицы 28

| | | |
|---|---|---|
| $I_Н$ =630 А | $I_{РМАХ}$ =52,79 А | $I_Р \leq I_Н$ |
| $i_{дин}$ = 35 кА | $I_{УД}$ = 4,921кА | $I_{УД} \leq i_{дин}$ |
| $I^2{}_Т \cdot t_Т$ = 469 кА$^2$с | $B_К$ =2,693 кА$^2$с | $B_К \leq I^2{}_Т \cdot t_Т$ |
| $I_{ОТКЛ}$ = 12,5 кА | $I_{ПО}$ =2,164 кА | $I_{Пt} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}$ |
| $i_{АНОМ}$ = 51,265 кА | $i_{At}$ =3,060 кА | $I_{At} \leq i_{АНОМ}$ |

Из результатов выбранного выключателя следует что данный выключатель соответствует выполнены условиям и может быть установлен на ОРУ 35 кВ.

9.1.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится по той же методике что и выключатель за исключением того, что при выборе отсутствует проверка на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения сетей, находящихся под током.

Рассчитанный рабочий ток и термическую стойкость берём из пункта (9.1.1).

На стороне ВН выбираем разъединители РГПЗ СЭЩ-1б-35/630 У1 и РГПЗ СЭЩ-2-35/630 У1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные денные | Условия выбора |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_Н$ = 35 кВ | $U_Р$ = 35 кВ | $U_Р \leq U_Н$ |
| $I_Н$ = 630 А | $I_Р$ = 52,79 А | $I_Р \leq I_Н$ |
| $I_{дин}$ = 31,5 кА | $i_{уд}$ = 4,921 кА | $I_{уд} \leq I_{дин}$ |
| Главные ножи | | |
| $I^2{}_Т \cdot t_Т$ = 469 кА$^2$с | $B_К$ =2,693 кА$^2$с | $B_К \leq I^2{}_Т \cdot t_Т$ |
| Заземляющие ножи | | |
| $I^2{}_Т \cdot t_Т$ = 156 кА$^2$с | $B_К$ = 2,693 кА$^2$с | $B_К \leq I^2{}_Т \cdot t_Т$ |

Согласно результатом расчета данные разъединители могут быть приняты для установки на ОРУ 35 кВ.

9.1.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения на ПС «Сычевка» устанавливается на секции шин, для питания вольтметорных обмоток приборов учета и контроля, а также для РЗА.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

– по условию напряжения;

– по схеме соединения обмоток;

– по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \tag{58}$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов подключают к нему.

Перечень приборов, подключаемых к ТН представлен в таблице 30. Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИ -35-У1 кВ представлено в таблице 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 35 кВ (на одну фазу)

| Прибор | Тип | $S_{прибора}$, ВА | N | $S_{общая}$, ВА |
|---|---|---|---|---|
| Вольтметр | СВ3021 | 5 | 1 | 5 |
| Вольтметр 3-х ф-й | СВ3021 | 7,5 | 1 | 7,5 |
| Счетчик акт. и реакт. эл. энергии | СЭТ-4ТМ.03М | 1 | 4 | 4 |
| Ваттметр | СР3021 | 5 | 4 | 20 |
| Варметр | СР3021 | 5 | 4 | 20 |
| Итого | | | | 56,5 |

Каталожные данные представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИ – 35У1

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|---|
| $U_{ном} = 35кВ$ | $U_{уст} = 35$ кВ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $S_{ном} = 80$ ВА | $S_{2\Sigma} = 56,5$ ВА | $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$ |

Для соединения приборов должны быть выбраны кабели на вторичной обмотке. Выбор производится по допустимой потере напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{пр} \cdot I_2}{\Delta U_{2доп} \cdot U_{2Н}} \cdot 100 \ , \tag{59}$$

где $\Delta U_{2доп}$ – допустимая потеря напряжения, 0,5 %;

$U_{2Н}$ – напряжение на вторичной обмотке, 57,8 В.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{S_{2р}}{U_{2Н}} \ , \tag{60}$$

$$I_2 = \frac{56,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,961 \text{ А};$$

Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{\min} = 0,0185 \cdot \frac{80 \cdot 0,961 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,0491 \text{ мм}^2;$$

По результату расчета принимаем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм$^2$ [12].

По результату проверки выбранный трансформатор напряжения соответствует существующему и замене не нуждаются.

9.1.4 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформатор тока проверяется и выбирается по номинальному току и напряжению, а также проверяется на: электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. Главным отличием выбора ТТ по классу его точности и проверки на вторичную нагрузку. ТТ выбирают по:

– номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{61}$$

– номинальному току первичной обмотки:

$$I_{расч} \leq I_{ном} \tag{62}$$

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

$$I_{раб.\max.вн} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 26,42 \text{ А};$$

– по конструкции и классу точности;

– по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq I_{\tau дин} \tag{63}$$

– по термической стойкости:

$$B_к \leq I_\tau^2 \cdot t_\tau, \tag{64}$$

– по нагрузке на вторичной обмотке трансформатора

$$Z_н \leq Z_{доп} \tag{65}$$

Индуктивное сопротивление таких цепей мало, поэтому принимают $Z_2 = R_2$.

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_к \,, \tag{66}$$

Для того чтобы определить сопротивления приборов, получающие своё питания от ТТ необходима знать основное количество и тип приборов, входящих в данный ТТ.

В данном случае будем выбирать ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-35У1.

В таблице 32 указаны вторичные нагрузка ТТ.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

| Цепь | Наименование прибора | Тип прибора | Нагрузка, ВА, фазы | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | A | B | C |
| Ввод 35 кВ | Амперметр | СА3020 | 4 | – | 4 |
| | Ваттметр | СР3020-ВАТТ | 5 | – | 5 |
| | Варметр | СР3020-ВАР | 5 | – | 5 |
| | Счетчик АЭ<br>Счетчик РЭ | Меркурий 236 ART | 4,5 | – | 4,5 |
| | Итого: | | 18,5 | – | 18,5 |
| Секционный выключатель 35 кВ | Амперметр | СА3020 | 4 | – | 4 |
| | Итого: | | 4 | – | 4 |

Суммарное сопротивление приборов рассчитывается по суммарной мощности:

$$R_{приб} = \frac{S_2}{I_{2ном}^2} \,, \tag{67}$$

$R_{приб} = 0,9$ Ом;

где $S_2$ – общая мощность, потребляемая приборами, ВА;

$I_{2ном}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А.

Сопротивление контактов $R_к$ принимают 0,05 Ом при двух, трех приборах и 0,10 – при большем количестве приборов. Сопротивление проводов рассчитывается по их сечению и длине. Для алюминиевых проводов минимальное сечение – 4 мм$^2$; для медных – 2,5 мм$^2$.

$R_{2доп}$=1,6 Ом.

Сопротивление проводов можем определить по выражению:

$$R_{пр} = R_{2доп} - R_{приб} - R_к, \tag{68}$$

где $R_{2доп}$ – допустимое сопротивление нагрузки на ТТ.

Сечение проводов определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{R_{пр}}, \tag{69}$$

$S = 2{,}42$ мм$^2$

где $l$ – длина соединительных проводов, м;

$\rho$ – удельное сопротивление материала для алюминия принимаем 0,0283.

Таблица 33 – Длина соединительных проводов в зависимости от напряжения

| $U_н$, кВ | $l$, м |
|---|---|
| 10 | 5-6 |
| 35 | 60-80 |

Выберем провод марки АПРФ с сечением 4 мм$^2$.

Определим сопротивление проводов по выражению:

$$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \tag{70}$$

$R_{пр} = 0,7$ Ом;

В таблице 34 представлены каталожные данные ТТ

Таблица 34 – Технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|---|
| $U_{ном}$=40,5 кВ | $U_{раб}$=35 кВ | $U_{ном} \geq U_{раб}$ |
| $I_{ном}$=80 А | $I_{раб\ max}$=32,27 А | $I_{ном} \geq I_{раб\ max}$ |
| $I_{\tau дин}$=40 кА | $i_{уд}$=4,921 кА | $I_{\tau дин} \geq i_{уд}$ |
| $I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}$=768 кА$^2$·с | $B_к$=0,299 кА$^2$·с | $I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq B_к$ |
| $Z_{доп}$=2,4 Ом | $Z_н$=1,7 Ом | $Z_{доп} \geq Z_н$ |

По данным расчёта к установке принимаем ТТ маркой ТОЛ-СЭЩ-35У1 с классом точности 0,2, так как соответствует рассчитанным параметрам.

9.1.4 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный – это электроаппарат который служит для защиты электрооборудования от различных грозовых коммутационных перенапряжений.

Выбор ОПН определяется в два этапа: предварительный и окончательный выбор.

В первую очередь ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \tag{71}$$

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,23 \text{ кВ};$$

где $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{\max.раб}}{K_B}, \tag{72}$$

$$U_{расч.ОПН} = \frac{23,23}{1,21} = 19,18 \text{ кВ};$$

где $U_{\max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

$K_B$ – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (Рисунок 16), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

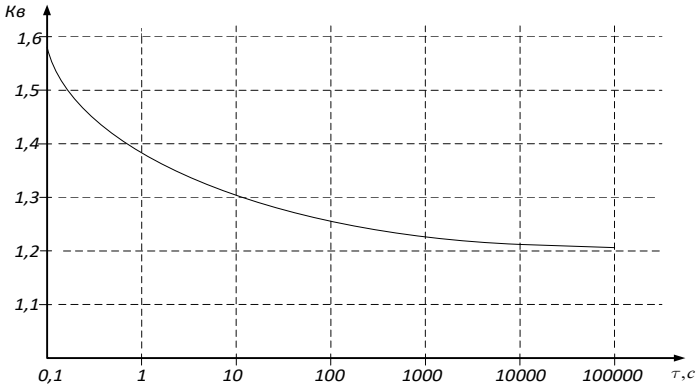


Рисунок 16 –Зависимость коэффициента $K_B$ от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях на главном конце лини в основном режиме не должен превышать больше чем в 1,2 от номинального напряжения в сетях ло 35 кВ, а в сетях больше 35 кВ не больше чем в 1,15.

После этого для следующего этапа выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

На подстанции «Сычевка» ОПН устанавливается на шинах 35 кВ и определяется по формуле:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_П}\right), \tag{73}$$

где $U$ – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе $I_К$, кВ;

$Z_В$ – волновое сопротивление линии, Ом;

$L_П$ – предвключённая индуктивность питающей подстанции;

$\beta$ – расчетная частота.

В конце выбора определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$Э^* = \frac{Э}{U_{ном}}, \tag{74}$$

где $Э$ – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$Э = \frac{(U - U_{ост})}{Z_В} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \tag{75}$$

где $U$ – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$T$ – время распространения волны, мкс.;

$n$ – количество последовательных токовых импульсов.

Выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-35/40,5/146/3 УХЛ1. Технические характеристики ОПН принятые к установке приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Характеристики устанавливаемого ОПН-35 УХЛ1

| Характеристика ОПН | ОПН-35 УХЛ1 |
|---|---|
| Класс напряжения сети, кВ | 35 |
| Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ | 40,5 |
| Номинальный разрядный ток, кА | 35 |
| Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ | 146 |
| Удельная энергоемкость, кДж/кВ | 8,8 |

9.1.5 Выбор и проверка шинных конструкций на 35 кВ

На подстанции «Сычевка» на стороне 35 кВ будет применятся применяется гибкая ошиновка, выполненная из провода маркой АС – 70/11 мм$^2$, которая будет служить для соединения силовых трансформаторов с распределительным устройством 35 кВ и для соединения с КРУН 10 кВ.

Проверка сечения проводится сечения шин по длительно допустимому току:

$$I_{раб.max} \leq I_{доп}, \tag{76}$$

Проверка по допустимому току:

32,27 А $\leq$ 450 А;

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C} \leq q, \tag{77}$$

где С – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{2,693 \cdot 10^6}}{90} = 18,23 \text{ мм}^2;$$

18,23 мм$^2$ $\leq$ 150 мм$^2$;

Данное сечение проходит по термической стойкости.

Для гибких шин необходимо провести проверку по условиям короны.

Разряды в виде короны будут возникать при больших параметрах критической надёжности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m\left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (78)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82\left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,79}}\right) = 33,2 \text{ кВ/см};$$

где $m$ – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода которое будет равняется для многопроволочных проводов 0,8;

$r_0$ – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (79)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,2 \cdot \lg \frac{300}{0,79}} = 13,84 \text{ кВ/см};$$

где $U$ – линейное напряжение, кВ;

$D_{cp}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \le 0,9 \cdot E_0, \quad (80)$$

14,8 кВ/см $\le$ 29,88 кВ/см

Согласно полученным результатом коронировать провод не будет.

По результату проверки гибкая ошиновка будет выполнена из марки провода АС – 70/11 мм$^2$.

9.1.6 Выбор и проверка высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители служат для обработки высокочастотных ВЛ для ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования подстанции, а также линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления, выполняет функцию фильтра от высоких частот.

Для ВЛ 35 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ представлено в таблице 36.

Таблица 36 – Каталожных и расчетные данные

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|---|
| $U_Н$ = 35 кВ | $U_р$ = 35кВ | $U_Р \leq U_Н$ |
| $I_Н$ = 630 А | $I_{РМАХ}$ = 32,27 А | $I_Р \leq I_Н$ |
| $i_{пред.скв}$ = 41 кА | $i_{УД}$ = 4,921 кА | $I_{УД} \leq i_{дин}$ |
| $I^2_Т \cdot t_Т$ = 256 кА$^2$с | $B_К$ =2,693 кА$^2$с | $B_К \leq I^2_Т \cdot t_Т$ |

По результатам выбора ВЧЗ может быть принят для установки на подстанции 35/10 «Сычевка».

**9.2 Выбор и проверка оборудования низкого напряжения**

В связи с модернизацией КРУН 10 кВ с ячейками КРН-III-10, будет расширятся с учетом прибавки двух ячеек , в комплектацию которых будут входить: трансформатор собственных нужд и напряжения, а также трансформатор тока, разъединители, предохранители и ОПН.

9.2.1 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

В связи с модернизацией КРУН и большим износом выключателей марки ВВ-TEL-10, будут выбраны выключатели такой же марки, так как стандартная комплектация ячейки КРН-III-10 формируется из выключателей данной серии.

Выбор выключателя будет производится по более загруженному вводному выключателю. Аналогично методике, приведенной в подпункте (9.1.1).

Вводного вакуумный выключатель проверяем марки ВВ-TEL-10 – 20/1000 У2.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 37.

Таблица 37 - Сравнение каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_Н$ =10 кВ | $U_р$= 35 кВ | $U_Р \leq U_Н$ |
| $I_Н$ =1000 А<br>$I_{РМАХ}$ =12 кА | $I_{РМАХ}$ =104,327 А | $I_Р \leq I_Н$ |
| $i_{дин}$ =51 кА | $I_{УД}$ = 3,174 кА | $I_{УД} \leq i_{дин}$ |
| $I^2{}_Т \cdot t_Т$ = 1200кА$^2$с | $B_К$ =1,174 кА$^2$с | $B_К \leq I^2{}_Т \cdot t_Т$ |
| $I_{ОТКЛ}$ =20 кА | $I_{ПО}$ =1,247 кА | $I_{Пt} \leq I_{ОТКЛНОМ}$ |
| $i_{АНОМ}$ = 42,443 кА | $i_{At}$ =1,764кА | $I_{At} \leq i_{АНОМ}$ |

По результатам проверки и выбора данный выключатель выполняет все требования расчета и поэтому будет принят к установке.

9.2.2 Выбор и проверка разъединителей на 10 кВ

Выбираем разъединители РВЗ-1-10/630 УХЛ2 и РВЗ-2-10/630 УХЛ2 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами с приводом ПР – 10.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 38.

Таблица 38 – Сравнение каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные денные | Условия выбора |
|---|---|---|
| $U_Н$ = 10 кВ | $U_Р$ = 10 кВ | $U_Р \leq U_Н$ |
| $I_Н$ = 630 А | $I_Р$ = 104,327 А | $I_Р \leq I_Н$ |
| $I_{дин}$ = 51 кА | $i_{уд}$ = 3,174 кА | $I_{уд} \leq I_{дин}$ |
| Главные ножи | | |
| $I^2{}_Т \cdot t_Т$ = 1200 кА$^2$с | $B_К$ =1,174 кА$^2$с | $B_К \leq I^2{}_Т \cdot t_Т$ |
| Заземляющие ножи | | |
| $I^2{}_Т \cdot t_Т$ = 400 кА$^2$с | $B_К$ =1,174 кА$^2$с | $B_К \leq I^2{}_Т \cdot t_Т$ |

9.2.3 Выбор и проверка трансформатора напряжения 10 кВ

Проверки и выбора будет осуществлять для трансформатора напряжении НАМИ 10/95 УХЛ1.Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 39.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка ТН в ячейке КРН кВ (на одну фазу)

| Прибор | Тип | $S_{прибора}$, ВА | N | $S_{общая}$, ВА |
|---|---|---|---|---|
| Вольтметр | СВ3021 | 5 | 1 | 5 |
| Вольтметр 3-х ф-й | СВ3021 | 7,5 | 1 | 7,5 |
| Счетчик акт. и реакт. эл. энергии | СЭТ-4ТМ.03М | 1 | 14 | 14 |
| Ваттметр | СР3021 | 5 | 2 | 10 |
| Варметр | СР3021 | 5 | 2 | 10 |
| Итого | | | | 46,5 |

Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН представлено в таблице 40.

Таблица 40 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_{НТ}$ = 10 кВ | $U_Н$ = 10 кВ | $U_{НТ} \geq U_Н$ |
| $S_Н$ = 95 ВА | $S_Р$ = 46,5 ВА | $S_Н \geq S_Р$ |

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и поэтому принимается для установки.

9.2.4 Выбор и проверка трансформатора тока 10 кВ

Проверка будет проводится для ТТ маркой ТПЛ-10сУ3 с классом точности 0,5. В таблице 41 представлены технические характеристики ТТ.

Таблица 41 – Технические характеристики трансформатора тока ТПЛ-10сУ3

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|---|
| $U_{ном}$=10 кВ | $U_{раб}$=10 кВ | $U_{ном} \geq U_{раб}$ |
| $I_{ном}$=100 А | $I_{раб\ max}$=104,45 А | $I_{ном} \geq I_{раб\ max}$ |
| $I_{\tau дин}$=40 кА | $i_{уд}$=3,174 кА | $I_{\tau дин} \geq i_{уд}$ |
| $I_{\tau}^{2} \cdot \tau_{\tau}$=3600 кА$^2$·с | $B_к$=1,174 кА$^2$·с | $I_{\tau}^{2} \cdot \tau_{\tau} \geq B_к$ |
| $Z_{доп}$=2,4 Ом | $Z_н$=1,6 Ом | $Z_{доп} \geq Z_н$ |

По результатам проверки ТТ не нуждается в замене.

Аналогично проверим остальные трансформаторы тока на отходящих линиях.

9.2.5 Выбор и проверка ОПН 10 кВ

По аналогичным расчётам выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-10/11,5/10/400 УХЛ1. В таблице 42 характеристики устанавливаемого ОПН.

Таблица 42 – Характеристики устанавливаемого ОПН-35 УХЛ1

| Тип ОПН | ОПН-35 УХЛ1 |
|---|---|
| Класс напряжения сети, кВ | 10 |
| Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ | 11,5 |
| Номинальный разрядный ток, кА | 10 |
| Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ | 36,3 |
| Удельная энергоемкость, кДж/кВ | 8,8 |

По результатам расчетов выбранный ОПН выполняет все условия.

**9.3 Заземление подстанции Сычевка**

Заземляющее устройство подстанции 35/10 кВ «Сычевка» имеет сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом, так как заземляющее.

Грунт в месте сооружения ПС – глина, климатическая зона II. Время действия релейной защиты 0,255 с. Полное время отключения выключателя 0,055 с. Имеется искусственный заземлитель: система трос – опора с сопротивлением заземления 1,3 Ом (данные проведенных замеров). Удельное сопротивление

грунта в месте сооружения заземлителя составляет $r$ = 60 Ом, повышающие коэффициенты для климатической зоны II принимаем равным: 1,5 для горизонтальных электродов, длиной 5 м при глубине заложения их вершин 0,8 м, для вертикальных 1,2.

Принимается: диаметр $d$ = 14 мм и длина прутка $L_в$ = 5 м с сечение $S_{пр.в}$ = 154 мм$^2$ для вертикального заземлителя; металлическая полоса 40 мм×4 мм с поперечным сечение $S_{пол}$ = 160 мм$^2$ для горизонтального заземлителя; расстояние между горизонтальными заземлителями b принимается равным 6 метрам; ширина ОРУ-35 18 метров, длина 25 метров.

Находим территорию, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = \left(A + 2 \cdot 1{,}5\right) \cdot \left(B + 2 \cdot 1{,}5\right), \tag{81}$$

$$S = \left(18 + 2 \cdot 1{,}5\right) \cdot \left(25 + 2 \cdot 1{,}5\right) = 588 \text{ м}^2;$$

где $A$ – ширина территории ОРУ, м;

$B$ – длина территории ОРУ, м.

Выбранные прутки проверяем на термическую стойкость к токам КЗ:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{I_К^{\,2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}\ , \tag{82}$$

где $I_К$ – ток короткого замыкания шин 35 кВ;

$t$ – время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

$\beta$ – коэффициент, для стали равный 21.

$$I_К = 3 \cdot I_К^{(3)}, \tag{83}$$

$I_K = 3 \cdot 2{,}164 = 6{,}492$ кА;

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{6492^2 \cdot 0{,}255}{400 \cdot 21}} = 35{,}77 \text{ мм}^2.$$

$S_{пр.в} \geq F_{т.с}$

Проверка сечения проводников по условиям коррозийной стойкости:

$$q_{кор.} = \pi \cdot S_{ср} \cdot \left(D_г + S_{ср}\right), \tag{84}$$

$$s_{ср.} = a_k \cdot 1n^3 T + b_k \cdot 1n^2 T + c_k \cdot 1nT + a_k\ , \tag{85}$$

где $T$ – время использования заземлителя в месяцах, за 20 лет, $T = 240$ месяцев;

$a_k$, $b_k$, $c_k$, $a_k$ – коэффициенты, зависящие от грунта, принимаем 0,005; 0,0031; 0,041; 0,243 соответственно.

$S_{ср.} = 0{,}005 \cdot ln^3 240 + 0{,}0031 \cdot ln^2 240 + 0{,}041 \cdot ln 240 + 0{,}243 = 0{,}1$ мм;

$q_{кор.} = 3{,}14 \cdot 0{,}1 \cdot (14 + 0{,}1) = 4{,}42$ мм;

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозийной стойкости:

$$q_{т.с.} + q_{кор.} \leq q_{м.п.}, \tag{87}$$

$35{,}77 + 4{,}42 = 40{,}19 < 154$;

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы трос-опора по формуле:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_З} - \frac{1}{r_C}, \tag{88}$$

где $r_C$=1,3 Ом сопротивление системы трос - опора.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ Ом;}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,812 \text{ Ом;}$$

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{ЭКВ.}}{2\pi \cdot L_B}\left(\ln\left(\frac{2 \cdot L_B}{d}\right) + 0,5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B}\right)\right), \quad (89)$$

где $\rho_{ЭКВ.}$ – эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$L_B$ – длина электрода, м ;

$d$ – внешний диаметр электрода, м ;

$T$ – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, в нашем случае L/2+0,8 м.

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{ЭКВ.} = K_C \cdot \rho_{уд}, \quad (90)$$

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_Г = \frac{1}{\eta_Г} \cdot \frac{\rho_{ЭКВ.}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln\frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t}, \quad (91)$$

где $b$=0,04 – ширина заземлителя, м;

$P$ – периметр контура, м;

$\eta_г$ – коэффициент спроса горизонтальных заземлителей, 0,24;

$t$ – заглубление горизонтального заземлителя (глубина траншеи), 0,8 м.

$$\rho_{ЭКВ.} = K_C \cdot \rho_{уд}, \quad (92)$$

где $K_C$=1,2 – значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5..0,8;

$\rho_{уд}$ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$\rho_{ЭКВ.} = 1,2 \cdot 60 = 72$ Ом·м.;

$$R_0 = \frac{72}{2\pi \cdot 3}\left(\ln\left(\frac{2 \cdot 5}{0,014}\right) + 0,5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5}\right)\right) = 16 \text{ Ом};$$

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным $\eta_в$ = 0,6:

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n}, \quad (93)$$

$$n_0 = \frac{16}{0,6 \cdot 0,812} = 33 \text{ шт.}$$

Определим сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$\rho_{ЭКВ.} = K_C \cdot \rho_{уд}, \quad (94)$$

$$R_Г = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{90}{2 \cdot \pi \cdot 86} \cdot \ln \frac{2 \cdot 86^2}{0,04 \cdot 0,8} = 9,052 \text{ Ом};$$

где $K_C$=1,5, коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;

$\rho_{уд}$ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

Определим сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_в = \frac{R_Г \cdot R_Н}{R_Г - R_Н}, \quad (95)$$

$$R_B = \frac{9,052 \cdot 0,812}{9,052 - 0,812} = 0,892 \text{ Ом};$$

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования $\eta_в$=0,47, принятого при числе электродов порядка 30 и отношении расстояний между вертикальными электродами и их длине равном 1:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (96)$$

$$n_B = \frac{16}{0,892 \cdot 0,47} = 38 \text{ шт};$$

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_b = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \quad (97)$$

где $a$ – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_b = \frac{18 + 2 \cdot 1,5}{6} = 5 \text{ шт};$$

Поперечных:

$$n_a = \frac{25 + 2 \cdot 1,5}{6} = 4 \text{ шт};$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_Г = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 147 \text{ м};$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_З = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 330 \text{ м};$$

Средняя длина полос:

$$L_{ср} = \frac{18+3+25+3}{2} = 24,5 \text{ м};$$

Среднее количество полос:

$$n_{ср} = \frac{147}{24,5} + 1 = 7 \text{ шт};$$

Окончательно к установке принимаем 5 полос по 32 метра и 4 полос по 28 метров с 38 вертикальными заземлителями. Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{ОРУ} = \frac{R_В \cdot R_Г}{\eta \cdot (n_В \cdot R_Г + n_{СР} \cdot R_В)}, \quad (98)$$

где $\eta$ – коэффициент использования сложного заземлителя , $\eta$ = 0,5.

$$R_{ОРУ} = \frac{0,892 \cdot 9,052}{0,5 \cdot (39 \cdot 9,052 + 7 \cdot 0,892)} = 0,045 \text{ Ом};$$

Определим импульсное сопротивления заземлителя

$$R_и = \alpha_и \cdot R_{ОРУ}, \quad (99)$$

где $\alpha_и$ – импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_и = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_З}}{(\rho_{экв} + 320) \cdot (I_м + 45)}}, \quad (100)$$

$$\alpha_и = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{330}}{(90+320)\cdot(60+45)}} = 0,796;$$

$R_и = 0,796 \cdot 0,045 = 0.036$ Ом;

0,036 Ом < 0,5 Ом;

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-35 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

**9.4 Молниезащита подстанции Сычевка**

Защита подстанции «Сычевка» защищается от ударов молнии с помощью молниеотводов. В задачи молниеотвода входит главная цель, а именно при попадании молнии весь ток отвести в землю. Располагаются молниеотводы в виде цельных железобетонных контракций. В зону защиты входит вся площадь территории подстанции вокруг молниеотвода.

Нормируется два вида зон:

Зона А – с надежностью не менее 0.995 и $U \le 500$ кВ;

Зона Б – с надежностью не менее 0.95 и $U \ge 750$ кВ.

Высота молниеотвода:

$h = 20$ м;

Расстояние между молниеотводами:

$L_{M12} = 15$ м;

Высота защищаемого объекта:

$h_x = 10$ м;

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h; \quad (101)$$

$h_{эф} = 0,85 \cdot 20 = 17$ м;

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h; \quad (102)$$

$r_0 = (1{,}1 - 0{,}002 \cdot 17) \cdot 17 = 18{,}122$ м;

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $h < L \leq 2 \cdot h$

$r_{C0} = r_0 = 18{,}122$ м ;

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0{,}17 + 0{,}0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h), \quad (103)$$

$h_{cx} = 17 - (0{,}17 + 0{,}0003 \cdot 20) \cdot (15 - 20) = 17{,}88$ м ;

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left( \frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right), \quad (104)$$

$r_{CX} = 18.122 \cdot \left( \frac{17.88 - 10}{10} \right) = 14{,}28$ м ;

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_{1X}}{h_{ЭФ}} \right), \quad (105)$$

$r_{1X} = 18{,}122 \cdot \left( 1 - \frac{10}{17} \right) = 7{,}462$ м;

$$r_{2X} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_{2X}}{h_{ЭФ}} \right), \quad (106)$$

$r_{2X} = 18{,}122 \cdot \left( 1 - \frac{6{,}1}{17} \right) = 11{,}62$ м;

## 9.6 Выбор защитных аппаратов на ТП

9.6.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов

Трансформаторы 10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях мощностью до 1000 кВА включительно, должны защищаться плавкими предохранителями на стороне 10 кВ.

Плавкие предохранители называю коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи от токов превышающий номинал плавкой вставки. На стороне 10 кВ для защиты будут применятся кварцевые предохранители. Данный предохранитель состоит из плавкой вставки, которая защищена от воздействия окружающей среды кварцевым песком в закрытой фарфоровой трубкой.

Предохранители выбираются:

– по напряжению $U_{ном} = U_{сет.ном}$;

– току плавкой вставки:

$$I_{ном.о} > I_{к.max} \tag{107}$$

– номинальному току отключения:

$$I_{ном.о} > I_{к.max} \tag{108}$$

где $I_{к.max}$ – максимальное значение тока при КЗ в месте установки, кА (таблица 25).

Произведем выбор предохранителя на ТП 03.

Номинальный ток трансформатора ТМГ-1000:

$$I_{т.ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \tag{109}$$

$$I_{т.ном} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 54{,}99 \text{ А};$$

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-160-12,5-УЗ (ПКТ - предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов, 1 - наличие ударного устройства легкого типа; 03 - предохранитель состоит из двух жестко связанных между собой патронов (на каждой фазе), через дефис далее указывается номинальное напряжение в киловольтах (10 кВ), затем номинальный ток предохранителя, равный номинальному току плавкой вставки (160 А) и номинальный ток отключения ($I_{ном.о}$ = 12,5 кА для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим данный предохранитель по указанным выше условиям:

– току плавкой вставки:

$$I_{п.в} > 2 \cdot I_{т.ном} \tag{110}$$

160 А ≥ 109,9 А.

– номинальному току отключения:

$$I_{ном.о} > I_{к.max} \tag{111}$$

12,5 А > 1,15 А

Все условия выполняются, следовательно, предохранитель был выбран правильно.

Для остальных ТП подстанций выбор будет аналогичный

9.6.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

На ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \le I_B \le I_{номПР}$$

где $I_B$ – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Предохранители проверяются:

– по согласованию с сечением проводника;

– по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ;

– по чувствительности к токам КЗ.

По условиям для линии 1 ТП – 03 выбираем предохранитель типа ПН – 2 – 250 с плавкой вставкой на 250 А.

$200{,}5 \le 250 \le 250$

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \le 3 \cdot I_{дл.доп} \tag{112}$$

250 А ≤ 900 А

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I^{(3)}{}_{по} \le I_{отк} \tag{113}$$

15,1 А ≤ 100 А

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I^{(1)}{}_{по} \ge 3 \cdot I_B, \tag{114}$$

По результатам проверки выбранный предохранитель по условиям выполняется, это означает правильность выбора. Для остальных отходящих линий от всех ТП производится аналогично.

9.6.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

На ТП помимо предохранителей устанавливаются автоматические выключатели, которые выбираем по расчетному току:

$$I_{ном.расц} \ge I_P, \tag{115}$$

где $I_р$ – максимальный рабочий ток;

Выберем автоматический выключатель для линии 1 ТП 06:

100 А > 80,1 А

Выберем автомат ВА57-35-341210-100А, с током расцепителя 100 А. Его справочные данные:

$I_{отк} = 30$ кА, $I_{ср\,расц} = 100$ А.

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{отк} \geq I_{ПО}^{(3)}, \tag{116}$$

30 кА > 15,1 кА

Таким образом, проверив автоматический выключатель на линии 1, убедились, что он соответствуют условиям проверки.

# 10 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ САМОНЕСУЩЕГО ИЗОЛИРОВАННОГО ПРОВОДА НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ К ТОКАМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

## 10.1 Проверка выбранного сечения ВЛ 10 кВ на воздействие токов КЗ

В процессе реконструкции линий 10 кВ их нужно проверить на термическую стойкость к токам КЗ для того чтобы выбранная линия была устойчива к термическому действию.

Для проверки будет проводится выбранный провод марки СИП 3 с сечением 50 мм$^2$.

Во-первых проверку будем проводить по тепловому импульсу во время действия токов КЗ:

$$B_{кз} = I_{п.0}^2 \cdot \left(t_{откл} + T_{а.ср}\right), \tag{117}$$

где $I_{п.0}^2$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ ;

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

$T_{а.ср}$ – усредненное время затухания свободной составляющей тока КЗ, принимается 0,05с;

Тепловой импульс равен:

$B_{кз} = 1{,}247^2 \cdot \left(0{,}31 + 0{,}05\right) = 0{,}559$ кА$^2$с;

$$t_{откл} = t_{с.о} + t_а , \tag{118}$$

где $t_{с.о}$ – выдержка времени срабатывания отсечки селективного автомата, для автоматов отходящих линий обычно принимают минимальные установки по времени, согласно 0,25с;

$t_a$ – время гашения дуги, для автоматических выключателей принимается 0,06с.

Время отключения тока КЗ равно:

$t_{откл} = 0,25 + 0,06 = 0,23$ с;

Минимально допустимое термически стойкое сечение линии определяется по следующей формуле:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C}, \tag{119}$$

где $C$ – коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу, для алюминиевых жил 10 кВ С=65 [с. 142, таб. 3.17].

Минимальное допустимое термическое сечение линии равно:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{0,559 \cdot 10^6}}{65} = 11,503 \text{ мм}^2;$$

Провод должен выполнять условие:

$$F_{тер} \leq F_{выбр}, \tag{120}$$

11,503 мм$^2 \leq$ 50 мм$^2$

Сечением выбранного провода $F_{выбр}$ =50 мм$^2$ превышает минимально допустимое сечение что говорит о выполнении условия термической стойкости.

# 11 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

После реконструкции системы электроснабжения села конструктивное исполнения сети 0,4 кВ и 10 кВ применяют железобетонные опоры.

Воздушной линии 0,4 кВ крепятся к опорам без применения изоляторов. На ответвлениях будут использоваться ответвительные зажимы для СИП 2, маркой Р 645 применяется для соединения магистрального провода сечением от 16 – 150 мм$^2$ с изолированными проводами с сечение от 6 – 35 мм$^2$. А на ответвление с большим максимальным током применяется зажим марки Р 70. В сети 0,4 кВ помимо зажимов используются и другие виды арматур.

На воздушной линии 10 кВ применяются следующие типы: на промежуточных опорах – любые типы изоляторов; на опорах анкерного типа – подвесные изоляторы, допускается применения штыревых изоляторов в населенной местности.

В данном случае принимаем полимерные штыревые изоляторы. Полимерные изоляторы выбираются в зависимости от степени загрязнения и нормального напряжения по разрядным характеристикам в загрязнённом и увлажнённом состоянии. Удельная эффективная длина пути утечки штыревых изоляторов ВЛ на железобетонных опорах принимаем по табл.1.9.1. Реконструированный район относится к району с первой степенью загрязнения. Для сети 10 кВ будет применятся полимерный изолятор типа ШПУ – 6.

В селе также используется совместный подвес ВЛ 10 кВ и ВЛ 0,4 кВ который соблюдает все условия, а именно:

1) Провода 10 кВ располагаются выше проводов 0,4 кВ и расстояния при температуре окружающего воздуха плюс 15°С без ветра не превышает 2 м;

2) Крепление проводов ВЛ 10 кВ на штыревые и подвесные изоляторы должно выполняться усиленным.

В ходе реконструкции подверглись замене трансформаторные подстанций на более мощные. Замены поверглись ТП №: 06, 03, 11, 16, 02, 13 и 12. В ходе проверки на электрический центр нагрузки было решено оставить ТП на прождем месте, так как они выполняли все условия расчёта. На данных ТП установлен воздушный ввод, к которым присоединяется приходящая ВЛ 10 кВ.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВА можно отнести следующие:

– однофазные короткие замыкания между витками одной фазы;

– однофазные короткие замыкания на землю;

– межфазные короткие замыкания в обмотках;

– межфазные короткие замыкания на вводах;

– внутрение повреждения («пожар в стали» магнитопровода)

Вводимые трансформаторы будем защищать с помощью установки плавких предохранителей типа ПКТ, которые встраиваются в выключатели нагрузки типа ВНА.

Схема электрической сети села Сычевка свою конфигурацию не поменяла, за исключением замены проводов маркой АС на более надёжные СИП 2 и СИП 3.

На подстанции 35/10 «Сычевка» замене подверглись масляные выключатели. А также было проверено заземление и его молниезащита.

# 12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ В СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

К главным предназначением релейной защите относится обеспечение быстродействия отключения повреждённого участка или конкретного элемента сети. К релейной защите относят следующие требования: надёжное отключение всех видов повреждения, чувствительность защиты (селективная) действия – отключение только тех участков, которые повреждены, более простая схема, быстродействие и предусмотренной сигнализацией о повреждениях элемента.

## 12.1 Выбор системы оперативного тока

Оперативным током на подстанции называют ток, который нужен для работы измерительных приборов и логической части релейной защиты, используется также в электромагнитном управлении коммутационных аппаратов. Источники оперативного тока при любых режимах работы должны обеспечивать определенные параметры напряжения, мощности, которые будут гарантировать надёжное функционирование релейной защиты.

На подстанции «Сычевка» применяются следующие виды: переменный — измерительные трансформаторы тока ТТ и трансформаторы напряжения, а также трансформаторы собственных нужд ТСН; выпрямленный — блоки питания (напряжения БПНС) .

## 12.2 Релейная защита силового трансформатора

В связи с тем, что на ПС «Сычевка» установлена телемеханика, а она в настоящее время уже устарела. На основании этого будем модернизироваться ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «Радиус Автоматика».

### 12.2.1 Устройства «Сириус – Т»

Устройство «Сириус-Т» многофункциональной микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.  Включает в себя модульную архитектуру с применениями современных технологиями. Данная технология обладает

большой вычислительной мощность и быстродействием, дает возможность к точным измерениям электрических величин и временных интервалов что позволяет повысить чувствительность терминала.

Защита выполняет следующие основные функции:

– быстродействующая дифференциальная токовая отсечка по действующему и мгновенному значениям тока;

– сигнализация появления тока небаланса в дифференциальной цепи;

– входы газовой защиты трансформатора и РПН;

– автоматическая компенсация погрешности тока небаланса от работы регулятора напряжения;

– защита от перегрузки с действием на сигнал;

– управление обдувом по дискретным входам и/или по току.

Дифференциальная токовая защита является быстродействующей защитой абсолютной селективности и выполняет функцию основной токовой защиты трансформатора. Дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания) [10].

12.2.2 Расчет и выбор уставов защит трансформатора

Трансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду. Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока приведён в таблице 43.

Таблица 43 – Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока

| Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовое значение для стороны | |
|---|---|---|---|
| | | 35 кВ | 10 кВ |
| Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А | $I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$ | $\frac{1600}{\sqrt{3}\cdot 37,5} = 24,6$ | $\frac{1600}{\sqrt{3}\cdot 10,5} = 87,98$ |
| Коэффициент трансформации трансформатора тока | $K_I$ | 16 | 20 |

Продолжение таблицы 43

| | | | |
|---|---|---|---|
| Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, | $I_{НОМ,в} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$ | $1,05 \cdot \frac{24,6}{16} = 1,62$ | $1,05 \cdot \frac{87,98}{20} = 4,62$ |
| Размах РПН, % | – | 16 | |

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Уставка должна выбираться из двух условий:

– отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;

– отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} \cdot k_{НБ} \cdot I_{КЗвнешМАХ*} \quad , \tag{121}$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, применяем $k_{НБ} = 0,7$;

$I_{КЗвнешМАХ*}$ – отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{241,4}{24,6} = 8,2$$

Принимаем уставку 21,2.

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 15. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН.

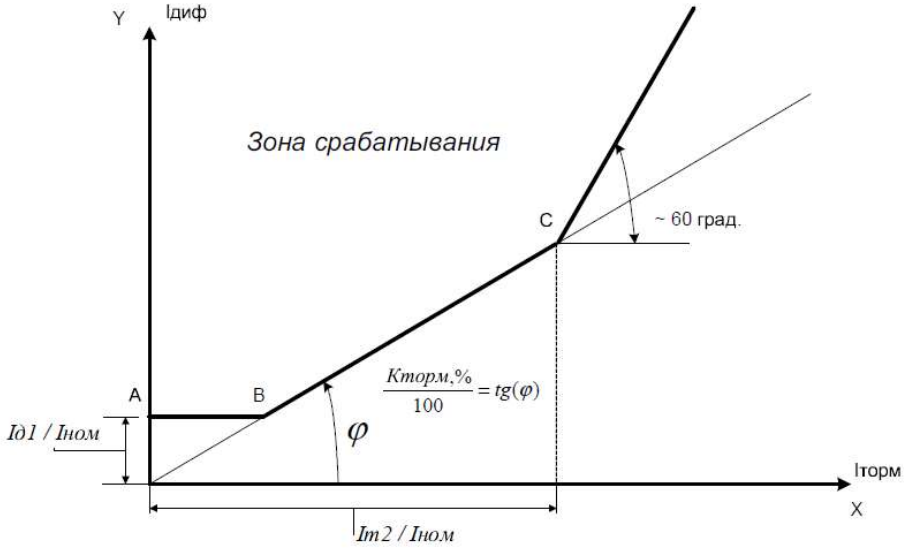


Рисунок 15 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты.

Базовая уставка $I_{\partial 1}/I_{НОМ}$ определяет чувствительность работы ступени.

Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку $I_{\partial 1}/I_{НОМ} = 0{,}3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = \left(k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}\right) \cdot I_{СКВ}, \qquad (122)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузки трансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ – относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$ – обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$ – сквозной ток.

$$I_{НЬ.РАСЧ} = \left(2 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}16 + 0{,}04\right) \cdot I_{СКВ} = 0{,}4 I_{СКВ}, \quad (123)$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} \cdot I_{НЬ.РАСЧ}, \quad (124)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{ДИФ} = 1{,}3 \cdot 0{,}4 \cdot I_{СКВ} = 0{,}52 \cdot I_{СКВ}, \quad (125)$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{СН.Т} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0{,}5 \cdot \left(k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}\right), \quad (126)$$

$$k_{СН.Т} = 1 - 0{,}5\left(2 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}16 + 0{,}04\right) = 0{,}8;$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС}\left(k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}\right) / k_{СН.Т}, \quad (127)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1{,}3\left(2 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}16 + 0{,}04\right) / 0{,}8 = 65;$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{HOM}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{HOM}} \cdot \frac{100}{k_{TOPM}}, \tag{128}$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{HOM}} = 0,3 \cdot \frac{100}{65} = 0,46;$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial г2}/I_{\partial г1}$ рекомендуется на уровне 12-15%.

$I_{\partial г2}/I_{\partial г1} = 0,15$;

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{HOM}} = 2.0 > \frac{I_{m1}}{I_{HOM}}, \tag{129}$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1}/I_{HOM}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$I_{\partial 1}/I_{HOM} = 0,1$;

Т=10 с.

12.2.3 Резервные защиты

Газовая защита устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, которые имеющих расширители.

Действия газовой защиты основано на мелких и незначительных повреждениях, а также при возникновении нагрева во внутренней части бака

силового трансформатора. В месте КЗ при нагреве начинается с обильным выделение газа что сопровождает защиту подавать сигнал на отключения трансформатора. Помимо КЗ, трансформатор может нагреваться из-за повышения нагрузки что сопровождает медленным выделением газа, и защита предупреждает об этом, подав предупредительный сигнал. А также защита срабатывает на отключение при понижении уровня масла в баке.

Для газовой защиты характерно две ступени срабатывания, первая из них незначительные выделения газа или понижениям масла в газовом реле выполняется с выдержкой времени, а вторая ступень срабатывания при обильном выделение газа и большим понижением уровня масла в газовом реле действует без выдержки времени на отключения.

Главным достоинством газовой защиты служит высокая чувствительность и реагирование на все виды повреждения внутри бака.

К недостаткам можно отнести то что данная защита не реагирует на повреждения вне бака трансформатора, а также защита может срабатывать ложно при доливке масла или попадания воздуха в бак

Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями.

Максимально токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора и служит для отключения при повреждениях и отказе основной защит, при коротких замыканиях на шинах и отходящих линиях если вдруг коммутационное оборудование или релейная защита вышли из строя. МТЗ является небыстродействующей, так как она имеет выдержку времени.

Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{р.max}, \qquad (130)$$

$$I_{МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 24,6 = 46,7 \ A;$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,5 для городских сетей;

$k_B$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

$I_{р.max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

$$t_{МТЗ} = t_{осн} + t_{несим} + \Delta t, \qquad (131)$$

$$t_{МТЗ} = 0,1 + 0,5 + 0,5 = 1,1 \text{ с};$$

Защита от перегруза.

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки с одной любой стороны на двухобмоточных трансформаторах.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = k_{отс} \cdot I_{ном}, \qquad (132)$$

$$I_{сз.п} = 1,1 \cdot 24,6 = 27,1 \ \ A;$$

где $k_{отс}$ –коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;

$I_{ном}$ – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

Время срабатывания защиты от перегруза, работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики и равняется 9 – 10 секунд.

### 12.3 Релейная защита отходящего присоединения

В большинстве случаев повреждения на линиях, которые требуют их немедленное отключение, относят междуфазные и однофазные короткие замыкания на землю

Замыкание одной фазы на землю в сетях напряжением 10 кВ и работающих с изолированной нейтралью, не является аварийным режимом, который требует скорейшее отключение, поэтому защита в таком случае выполняется на сигнал. А в сетях напряжением 0,4 кВ и работающих с глухозаземленной нейтралью, однофазные короткие замыкания должны быть устранены с помощью автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей.

Одиночные линии с односторонним питанием от многофазных замыканий должны защищаться двухступенчатой токовой защитой, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой (или зависимой) характеристикой выдержки времени.

### 12.4 Автоматика

Автоматический ввод резерва – выступает как один из надежных видов РЗ и выполняет быстрым и автоматическим подключением источников электроэнергии в сеть при аварийных режимах на вводи источника  при переключении с одного ввода на другой.

Аппарат повторного включения – главной задачей служит как можно быстрей подключить и обеспечить линию электроэнергией при мелких и ложных авариях.

# 13 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СЕЛА

В данном разделе будет проводиться расчет эффективности инвестиций реконструированной сети 0,4 кВ ,10 кВ и ПС «Сычевка». Главной целью раздела является необходимость определения срока окупаемости данного проекта реконструкции.

Перечень оборудования

Основной задачей выпускной квалификационной работы является технико – экономическое обоснование решений, при наименьших затратах обеспечить электроэнергией потребителей. Основные параметры определены в основной части ВКР.

Суммарная длина линий электропередачи 0,4 кВ и 10 кВ применяемых при реконструкции приведена в таблицах 44 и 45 соответственно.

Таблица 44 – Стоимость проводов 0,4 кВ

| Марка провода | Длина, км | Стоимость, тыс.руб/км | Общая стоимость, тыс.руб |
|---|---|---|---|
| СИП-2 3×50+1×70 | 2,33 | 160,400 | 326,194 |
| СИП-2 3×70+1×95 | 0,6 | 223,600 | 134,1690 |
| СИП-2 3×95+1×95 | 5,7 | 273,350 | 1558,095 |
| СИП-2 3×150+1×95 | 1,2 | 342,240 | 410,688 |

Таблица 45 – Стоимость проводов 10 кВ

| Марка провода | Длина, км | Стоимость, тыс.руб/км | Общая стоимость, тыс.руб |
|---|---|---|---|
| СИП-3 1×50 | 3,675 | 129,492 | 475,88 |

В селе Сычевка при реконструкции были заменены 7 однотрансформаторных подстанций. Общая стоимость указана в таблице 46.

Таблица 46 – Стоимость трансформаторных подстанций и их установки

| Марка трансформатора | Количество | Стоимость ТП, тыс.руб | Общая стоимость ТП, тыс.руб |
|---|---|---|---|
| ТМ-1000 | 1 | 503,86 | 503,86 |
| ТМ-630 | 3 | 332,76 | 998,28 |
| ТМ-400 | 2 | 221,84 | 443,68 |
| ТМ-250 | 1 | 173,46 | 173,46 |

На отходящих линиях от РУНН ТП были установлены и заменены автоматические выключатели. В таблице 47 показана количество выключателей и средняя стоимость.

Таблица 47 – Стоимость автоматических выключателей на 0,4 кВ

| Марка выключателя | Количество | Стоимость, тыс.руб | Общая стоимость, тыс.руб |
|---|---|---|---|
| ВА57-35-341210-100У1 | 8 | 3,245 | 25,96 |
| ВА57-35-340010-200У1 | 9 | 3,700 | 33,3 |
| ВА57-35-340010-250У1 | 4 | 2,588 | 10,352 |

На отходящих линиях также устанавливаются предохранители, стоимость которых сведена в таблицу 48.

Таблица 48 – Стоимость предохранителя на 0,4 кВ

| Марка предохранителя | Количество | Стоимость, Руб. | Общая стоимость, Руб. |
|---|---|---|---|
| ПН – 2 – 100 | 8 | 146,00 | 1168 |
| ПН – 2 – 250 | 13 | 348,00 | 4524 |

На стороне 10 кВ и в КРУН были установлены предохранители марки ПКТ. Стоимость сведена в таблицу 49.

Таблица 48 – Стоимость предохранителя на 10 кВ

| Марка предохранителя | Количество | Стоимость, руб | Общая стоимость, руб |
|---|---|---|---|
| ПКТ-101-10УЗ | 12 | 1315 | 15780 |

В таблице 49 представлена стоимость разъединителей марки РЛНД-10, РНДЗ-25, и РВЗ-10.

Таблица 49 – Стоимость разъединителей на 10 кВ

| Марка разъединителя | Количество | Стоимость, тыс.руб | Общая стоимость, тыс.руб |
|---|---|---|---|
| РНДЗ-35/630У1 | 11 | 158,900 | 1747,9 |
| РЛНД-10/400У3 | 7 | 14,912 | 104,384 |
| РВЗ-10/630У3 | 20 | 10,400 | 208 |

В таблице 50 представлена стоимость замененного электрооборудования: высоковольтные выключатели и ТТ.

Таблица 50 – Стоимость электрооборудования на 10 кВ и 35 кВ

| Марка | Количество | Стоимость, тыс.руб | Общая стоимость, тыс.руб |
|---|---|---|---|
| ВГБ-УЭТМ-35-630-У1 | 5 | 590,000 | 2950 |
| ТОЛ-СЭЩ-35-У1 | 6 | 58,300 | 349,8 |
| BB-TEL-10-1000-У1 | 8 | 198,000 | 1584 |

Расчет капитальных вложений

В капитальные вложения входят: стоимость электрооборудования, замененного при реконструкции, стоимость ТП и ВЛ.

Капиталовложения в выпускной квалификационной работе будут принятые на основании рассчитанного варианта сети по капитальным вложениям производимым по укрупнённым показателям.

Найдём суммарные капитальные вложения по выбранному варианту. В свою очередь они состоят из: капиталовложения при реконструкции подстанции и капиталовложения воздушной линии электропередачи, а также на капиталовложения на ТП.

$$K = \left(K_{ПС} + K_{ТП} + K_{ВЛ}\right) \tag{133}$$

где $K_{ПС}$ – капиталовложения при реконструкции подстанции, тыс.руб;

$K_{ТП}$ – капиталовложения при замене и реконструкции ТП, тыс.руб;

$K_{ВЛ}$ – капиталовложения на ВЛ, тыс.руб.

Капиталовложения на реконструкцию ПС и ТП найдем по формуле:

$$K_{ПС} + K_{ТП} = K_{ВЫКЛ} + K_{ПРЕД} + K_{РАЗЪЕД} + K_{ТТ} + K_{Т} = 9154,448 \text{ тыс.руб} \tag{134}$$

Капиталовложения на воздушную линию найдём по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_{ВЛ10} \cdot \ell_{10} + K_{ВЛ0,4} \cdot \ell_{0,4} = 2905,027 \text{ тыс.руб;} \tag{135}$$

где $K_{ВЛ10}$ – капиталовложение на километр ВЛ 10 кВ, тыс.руб;

$K_{ВЛ0,4}$ – капиталовложение на километр ВЛ 0,4 кВ, тыс.руб;

$\ell_{10-0,4}$ – длина линии 0,4 кВ и 10 кВ.

По формуле (134) найдём общие капиталовложения реконструированной сети:

$K = \left(9154,448 + 2905,027\right) = 12059,475$ тыс.руб;

Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки находятся по формуле:

$$И = И_{АМ} + И_{РЭО} + И_{\Delta W}, \quad (136)$$

где $И_{АМ}$ – издержки на амортизационные отчисления, тыс.руб;

$И_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание, тыс.руб;

$И_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии, тыс.руб.

Издержки на эксплуатацию и ремонт:

$$И_{РЭО} = \alpha_{ВЛ} \cdot К_{ВЛ} + \alpha_{ПС} \cdot \left(К_{ПС} + К_{ТП}\right), \quad (137)$$

$$И_{РЭО} = 0,008 \cdot 2905,027 + 0,059 \cdot 9154,448 = 563,352 \text{ тыс.руб.};$$

где $\alpha_{ВЛ}$, $\alpha_{ПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{ВЛ}$ = 0,008; $\alpha_{ПС\text{-}ТП}$ = 0,059).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы 20 лет:

$$И_{АМ} = \frac{К}{Т_{СЛ}}, \quad (138)$$

$$И_{АМ} = \frac{12059,475}{20} = 602,974 \text{ тыс.руб};$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$И_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (139)$$

$$И_{\Delta W} = 137,9 \text{ тыс.руб.}$$

где $\Delta W$ – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, равен 1974,24 руб/МВт·ч.

По формуле (137) определяем издержки:

$И = 602{,}974 + 563{,}352 + 137{,}9 = 1304{,}226$ тыс.руб.;

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Затраты определяются по формуле:

$$З = E \cdot K + И, \quad (140)$$

$З = 0{,}1 \cdot 12059{,}475 + 1304{,}226 = 2510{,}1735$ тыс.руб.;

где $E$ – норматив дисконтирования который равен 0,1.

$K$ – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, тыс.руб;

$И$ – издержки, тыс.руб.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 51.

Таблица 51 – Экономические показатели сравнения вариантов

| К, тыс.руб | И, тыс.руб | З, тыс.руб |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 12059,475 | 1304,226 | 2510,174 |

После расчета капиталовложений, делаем вывод, что предлагаемая программа по реконструкции системы электроснабжения села Сычевка, по сроку реализации относится к реализуемым более года.

# 14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В данной разделе выпускной квалификационной работе будет рассматриваться вопрос безопасности и экологичности проведение работ на подстанции 35/10 кВ «Сычевка». А также будет рассмотрен вопрос влияние подстанции на окружающею среду и вопросы пожарной безопасности в процессе эксплуатации электроустановок.

## 14.1 Безопасность проекта

### 14.1.1 Микроклимат помещения

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» «Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» п.1.4 «В кабинетах, пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительно техники и других производственных помещениях при выполнении работ оперативного типа, связанных с нервно – эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22 – 24 °С , его относительной влажности 60 –40 % и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений. В которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке».

СНиП 41-01-2003 п.10.5 во всех производственных помещениях необходимо размещать приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением.

Освещённость на рабочих местах должна выполнять главную задачу поддержания на рабочих местах, достаточную для проводимой зрительной работы. К осветительным приборам должны следовать следующая характеристика: простата в эксплуатации, удобная в использовании и простота конструкции.

### 14.1.2 Шум оборудования

Шум оборудования обуславливается физическим явлением представляющее колебания упругой среды.

На подстанции села Сычевка источником шума является силовые трансформаторы. Которые в свою очередь испускают двумя типами шума: механический и аэродинамический. Данные шумы издаются от разных источников устройства трансформатора, шум, создаваемый дутьевыми устройствами, называют аэродинамический шум, а шум трансформатор механическим шумом.

Частота, при которой слуховые органы человека воспринимает звук будет равняется в интервале от 20 до 20000 Гц, но главным и важным является интервал от 45 до 10000 Гц. Главный вредом шума на здоровье и организм человека оказывает продолжительность воздействия шума на него.

Результатом шума на человека на рабочем месте в большинстве случаев оказывает уменьшения трудоспособности человека, в процессе этого влечет за собой ошибки в рабочем моменте. Большинстве случаев постоянный шум может повлиять на возникновение несчастных случаев. Данные организации должны озаботится о мерах защиты от шума.

Основным документом, обеспечивающим защиту персонала от шума, являются санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума (Санитарные нормы СН 2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» а также свод правил СП 51.13330.2011 «Защита от шума и акустика залов. Перечисленные документы определяют необходимость разработки мер по шумозащите в населенных пунктах.

14.1.3 ЭМП промышленной частоты

Электромагнитное поле возникает за счёт электрического и магнитного поля, которое оказывает на заряженные частицы воздействие и определяемый во всех точках двумя парами векторных величин.

Электромагнитное поле имеет две составляющие: электрическое поле - которое характеризуется воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и не зависящей от ее скорости и магнитное поле - которое характеризуется воздействием на движущуюся частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и ее скорости.

Главным влияющим фактором на здоровье работающего персонала, является электромагнитное поле, возникающее вокруг токоведущих частей действующих электроустановок.

При влиянии электромагнитных полей промышленной частоты на работающих возникают: нарушения функционального состояния центральной нервной системы, сердечно - сосудистой системы, желудочно- кишечного тракта. Наблюдается повышенная утомляемость, раздражительность, сонливость, вялость, нарушение координации рабочих движений, увеличение кровяного давления и пульса, изменение показателей холестерина в крови.

14.1.4 Электробезопасность

В процессе эксплуатации работающий персонал должен быть обеспечен электрозащитными средствами, которые создают безопасную работу.

К таким видам относят средства защиты, которые в процессе ремонта спасают его от поражения электрическим током.

Все электрозащитные средства подразделяются на основные и дополнительные, которые могут быть до 1 кВ и выше 1 кВ.

К основным электрозащитным средствам относятся средства защиты, и изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

К средствам выше 1 кВ относят: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки, изолирующие устройства и приспособления для работ на воздушных линиях.

К средствам защиты с напряжением до 1 кВ относят: изолирующие штанги, изолирующие электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

Дополнительные средства защиты – это средства защиты, которы дополняют набор основных средств защиты, которые служат для напряжения прикосновения и шаговое напряжения. К дополнительным средствам защиты можно отнести диэлектрические ковры, экранирующие комплекты, изолирующие подставки и накладки и т.д.

**14.2 Экологичность**

14.2.1 Влияние ПС на атмосферу

Загрязняя атмосферу веществами, которые образуются в результате деятельности человека (также к их числу относится и элегаз), можем разделить их на две категории по их воздействию:

– истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);

– глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, а именно $SF_6$ попадая в атмосферу земли за счет ультрафиолетового излучения распадаются на атомы галогена, они вступают в процессе распада в реакцию с водой образуя фтористую кислоту, за счёт которой разрушается озоновый слой.

На подстанции главную опасность несет пожар в электроустановка так как содержащее в трансформаторах масло содержит в своём составе полихлобифенил который в процессе нагрева выделяет хлор, он является опасным для организма человека газом.

14.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла является негативным фактором, влияющим и на окружающую почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

14.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

В маслонаполненные силовые трансформаторы согласно ПУЭ пункту 4.2.69 для остановки вытеканию масла из бака трансформатора должны быть выполнены маслоприёмники, маслоотводы и маслосборники.

На ОРУ 35 кВ подстанции «Сычевка» стоят два трансформатора ТМН-1600/35/10. Габариты трансформатора: длина А=3,7 м; ширина В=1,55 м; высота Н=2 м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе m = 2,85 т. Плотность масла $\rho = 0{,}85$ т/м$^3$.

Для того остановки распространения масла по распределительному устройству и распространения пожара силовой трансформатор ограждается маслоприемником.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{p}\ , \tag{141}$$

где $m$ – масса масла в трансформаторе, т;

$p$ – плотность трансформаторного масла т/м$^3$;

$V_{TM} = \frac{2{,}85}{0{,}85} = 3{,}35$ м$^3$;

Площадь боковых поверхностей трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H\ , \tag{142}$$

$S_{БПТ} = 2 \cdot (3{,}7 + 1{,}55) \cdot 2 = 10{,}71$ м$^2$;

Определим площадь, отводимую под маслоприёмник и его глубину:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \tag{143}$$

где Δ – это величина на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора равна 1,5:

$S_{МП} = (3,7 + 2 \cdot 1,5) \cdot (1,55 + 2 \cdot 1,5) = 30,49$ м$^2$;

Площадь боковых поверхностей трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \ , \tag{144}$$

$S_{БПТ} = 2 \cdot (3,7 + 1,55) \cdot 2 = 10,71$ м$^2$;

Объем маслоприемника рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор. И 80% воды от средств пожаротушения.

Определяем объем маслоприёмника:

$$V_{МП(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \tag{145}$$

где $V_{ТМ}$ – объём трансформаторного масла, м$^3$;

$V_{H_2O}$ – объёмы воды от средств пожаротушения.

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}); \tag{146}$$

где $t$ – нормативное время пожаротушения тушения, 1800 с [20];

$I$ – интенсивность пожаротушения, равна 0,2 л/с · м$^2$ [20];

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора;

$S_{МП}$ – площадь, отводимая под маслоприёмник.

Определим объем $H_2O$ от средств пожаротушения:

$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot (10,71 + 30,49) = 14832 = 14,83$ м$^3$;

Определим объём маслоприёмника для приема 100% масла и 80% $H_2O$:

$V_{МП(ТМ+H_2O)} = 3,35 + 0,8 \cdot 14,83 = 15,21$ м$^3$;

Определим глубину маслоприёмника:

$$h_{МП} = h_{ТМ+H_2O} + h_Г + h_В = \frac{V_{МП}}{S_{МП}} + h_Г + h_В, \quad (147)$$

где $h_{ТМ+H_2O}$ – толщина слоя трансформаторного масла и воды, м;

$h_Г$ – толщина слоя щебня, м;

$h_В$ – толщина воздушного промежутка, м.

В соответствии с требованиями ПУЭ принимаем $h_Г$ = 0,25 м, $h_В$ = 0,05 м, в соответствии с этим глубина маслоприёмника будет равняется:

$$h_{МП} = \frac{15,21}{30,49} + 0,25 + 0,05 = 0,79 \text{ м}.$$

По результатам расчета объём маслоприёмника получился 14,83 м$^3$, при глубине 0,79 м.

14.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 35/10 кВ «Сычевка» находится в 100 метрах от границы жилой зоны села. На открытом воздухе на территории подстанции перед установкой двух трансформаторов ТМН-1600/35/10 следует определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму.

Таблица 52 – Исходные данные для расчёта

| Число трансфоматоров N | Вид системы охлаждения | Типовая мощность трансформатора, МВ*А | Класс напряжения, кВ | Тип территории | Уровень звуковой мощности, дБА |
|---|---|---|---|---|---|
| 2 | Трансформатор с естественным масляным охлаждением (система охлаждения вида М) | 1,6 | 35 | Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов. | 75 |

В зависимости от типа территории, прилегающих к ПС «Сычевка» следует определить допустимый уровень шума по СН 2.2.4/2.1.8.562-96 для жилых общественных зданий и территории жилой застройки в максимальный период с 23.00 до 7.00 часов. Допустимый уровень шума для данной прилегающей территории составляет $ДУ_{LA}$ = 45 дБА.

Согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». Для трансформатора с естественным масляным охлаждениям и с классом напряжения 35кВ корректированный уровень звуковой мощности трансформатора $L_{WA}$ = 75 дБА[4].

Уровень шума, создаваемое трансформатором, на заданном расстоянии R определяем по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10\,lg\,\frac{2 \cdot \pi \cdot R^2}{S_0}, \qquad (148)$$

где $S$ – площадь поверхности, м$^2$;

$S_0$ – площадь 1 м$^2$;

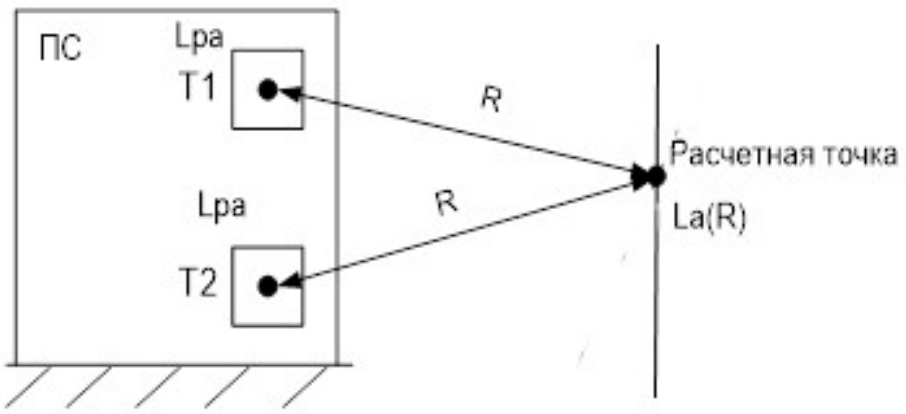


Рисунок 17 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Так как, расстояния между трансформаторами не большое то их можно заменить одним. Корректированный уровень звуковой мощности для трансформаторов определим по формуле:

$$L_{PA\Sigma} = 10\,lg \sum_{i=1}^{n} 10^{0,1 \cdot L_{PAi}}, \tag{149}$$

где $n$ – количество источников шума (ТМ);

$L_{PAi}$ – корректированный уровень звуковой мощности $i$-го источника шума, дБА;

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука $ДУ_{LA}$, который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$ДУ_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10\,lg\, 2 \cdot \pi \cdot R_{min}{}^{2}, \tag{150}$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot \left(L_{PA\Sigma} - ДУ_{LA}\right)}}{2 \cdot \pi}}, \tag{151}$$

Расчетные данные трансформаторов:

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{PA\sum} = 10 \cdot lg \sum_{i=1}^{n} 10^{0,1 \cdot 75} = 78 \text{ дБА};$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (78-45)}}{2 \cdot \pi}} = 17,8 \text{ м};$$

ПС «Сычевка» находится на достаточном расстоянии от ближайшей жилой застройки. Поэтому делаем вывод: на данном расстоянии уровень шума соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

**14.3 Чрезвычайные ситуации**

Во время эксплуатации электрооборудования может случится непредсказуемая ситуация, которая влечет за собой тяжёлые последствия. Главным видом опасной ситуации является возникновения пожара в электрооборудовании и в электроустановках.

14.3.1. Требования пожарной безопасности

Согласно правилам пожарной безопасности, следует вылинять очистительные работы производственных территорий, так как на протяжении всего времени должен соблюдаться порядок. Следует постоянно ощущать территорию от бытового мусора, а также природного мусора (сухой травы, опавших листьев). В свою очередь каждая территория обязана иметь место для временного хранения мусора (контейнеры), которые не как не должны мешать проезду вокруг здания.

Вся производственная территория предприятия обязана иметь ограждения по контуру, которого должно быть установлено освещение.

Каждое здание и отдельные сооружения как правило должно снабжаться свободными дорогами ко всеем складам, пожарным водоёмам и гидрантам. Необходимо также обеспечить свободный доступ к стационарным пожарным лестницам и инвентарю для пожаротушения. Данный инвентарь должен быть в

на протяжении всего времени в исправном состоянии и обслуживаться круглый год.

Для предотвращения опасных ситуаций на всей территории предприятия устанавливаю предупредительные дорожные знаки, а также пояснительные надписи для того чтобы не допустить остановки автотранспорта в узких местах дорог.

На каждом производственном объекте должен быть человек, который отвечает за пожарную безопасность. Данное лицо должно проходить обучение не реже чем один раз в три года. На протяжении эксплуатации электрооборудования на территории предприятия находится специальное место для хранения нового купленного электрооборудования, а также место хранения уже демонтированного оборудования. Каждое из этих мест выполнено абсолютно одинаково и выполнено в виде искусственного водонепроницаемого покрытия, с обвалкой по периметру.

По требованию пожарной безопасности запрещается проводить перепланировку в званиях и сооружениях без согласования с местными органами надзора по пожарной безопасности. Категорически нельзя изменять количества эвакуационных выходов и входов и снижать огнестойкость строительных конструкций, так как это нарушает требованием строительных норм и правил.

Для производственных и административных сооружений установлен противопожарный режим для необходимости обезопасить условия труда работников. А для остальных производственных складов и наружных установок будет определяться категория по взрывопожарной и пожарной опасности, класс зоны по ПУЭ обозначаю на дверях в помещения или на электроустановках.

Производственная территория обязана иметь аварийное освещение в случае непредвиденных ситуаций (эвакуации), данное освещение по правилам должно всегда находится в исправном состоянии. По мимо аварийные освещения также в исправном состоянии должно находится и рабочее освещение. В качестве направления к эвакуационным дверям и лестницам используют указатели для выхода рабочих.

На рабочих местах по правилам разрешается хранить запас смазочных материалов в специальных для этого тары. Количества каждого запаса смазочных материалов устанавливается специальной инструкцией о мерах пожарной безопасности соответствующего цеха.

Маслоприёмник по требованию пожарной безопасности должны всегда находится в исправном и чистом состоянии. Для того чтобы обеспечить при аварийной ситуации свободному протеканию масла в маслоприёмник. По правилам обслуживание маслоприёмника происходит по следующему положению. Если на гравии образовалось отложения нефтепродукта более чем три миллиметра, то гравий должен обязательно заменён на новый, так как промывка данного гравия будет уже не возможна.

Авариный ёмкости маслоприёмников силовых трансформаторов в обязательном порядке должны быть проверены не мене чем раз в год, а также после природных катаклизм (дождь, снег). Результаты проверок маслосборников сводятся в специальный журнал дефектов оборудования на подстанции.

Ежегодная проверка состояния огнезащитной обработки (пропитки) проводиться в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, после которой составляется акт проверки состояния огнезащитной обработки.

14.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам.

Электроустановки необходимо монтировать в соответствии с ПУЭ, ППБ, технической документации заводов изготовителей, проектных решений и эксплуатироваться с соблюдением номинальных режимов работы в соответствии с ПТЭ. В качестве человека, встающего вроде ответственно за состояния электроустановок, назначается путем распорядительного документа.

При прокладке ВЛЭП и наружных токоотводов не положено прокладка над горючими местами и складами горючих материалов.

При эксплуатации электроустановок ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

– Применять в эксплуатацию электрооборудования находящееся не исправном состоянии которые могут повлечь за собой пожар;

– Использовать повреждённые розетки, рубильники и другими электротехническими изделиями;

– Эксплуатировать электропечи, не оборудованные терморегуляторами;

– Оставлять без присмотра включённые в сеть электрические приборы;

–Использовать при выполнении работы нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать некалиброванные плавкие вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузок и короткого замыкания;

– Прокладывать транзитные электропроводки и кабельные линии через складские помещения, а также через пожароопасные и взрывоопасные зоны.

– Включать в работу электроустановки с неисправными системами пожаротушения, предусмотренные проектом.

Проверка электрических сетей, электроприёмников, замер сопротивления изоляции производиться не реже 1 раза в 3 года.

При возникновении пожара рабочие должен действовать в соответствии с инструкциями по пожарной безопасности, планом эвакуации карточками пожаротушения и планом пожаротушения (на ПС).

14.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения

Все виды и средства пожаротушения обязательно должны соответствовать при эксплуатации характеристикам паспортных данных. Эксплуатация средств пожаротушения не допускается к работе без специального сертификата. В соответствии с правилами предприятия, несущий ответственность за исправность, обслуживание и ремонт назначается согласно распоряжению предприятия.

При установке огнетушителей в помещениях, он должен быть с порядковым номером, который нанесет на корпус белой краской.

Главными требованиями для огнетушителей являются периодические осмотры. А также проверяется наполненность огнетушителя. Требуется также правильное расположение и высота установки его. Огнетушитель должен размещается на уровне 1,5 метра от пола вблизи от выходов.

При эксплуатации огнетушителей запрещается:

– Попадание на корпус влаги, и попадание прямых солнечных лучей;

– Эксплуатация огнетушителей без средств защитных предохранителей (чека).

– Температура эксплуатации и хранения углекислотных огнетушителей должна быть от минус 40 до плюс 50 С, порошковых от минус 40 до плюс 50 С.

Согласно закреплённым приказом по предприятию ответственность за содержание противопожарного водоснабжения, закреплено на ответственном лице. Который следит за исправностью и обеспечивает работоспособность водоснабжения на нужды пожаротушения.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работе был представлен план реконструкции системы электроснабжения села Сычевка, получающего питание от подстанции 35/10 кВ «Сычевка» с учётом прироста, прогнозируемого 3,7 % электропотребления в течении 5 лет.

Был произведен расчет электрической нагрузки потребителей электрической энергии села. На основании которых была проведена реконструкция низковольтной и распределительной сети. Был произведён расчет токов короткого замыкания, по результату которых было проверено и выбрано основное электрооборудование на питающей подстанции 35/10 «Сычевка» и оборудования в распределительной сети. Осуществлена проверка устанавливаемого и действующего электрооборудования на токи короткого замыкания, термическую и динамическую стойкость. Для определения надёжности электрооборудования после реконструкции.

Также была рассчитана защита подстанции от прямых ударов молнии, которая выполнена из в виде свободностоящих и находящихся на конструкциях молниеотводов.

В данной работе была рассчитана дифференциальная защита трансформатора на базе термина «Сириус –Т» и рассмотрены резервные защиты.

По результату реконструкции было определено общее капиталовложения данного проекта.

Для выполнения данной реконструкции были соблюдены требования электробезопасности и пожарной безопасности. Рассмотрены и рассчитаны такие опасные факторы, как шум электрооборувания и электрические поля промышленной частоты.

# БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов / П.П. Кукин, В. Л. Лапин, Н.Л. Пономарев [и др.]. − 4-е изд., перераб. − М.: Высш. шк., 2007. − 335 с.

2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартинформ, 2006. – 47 с.

3 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартинформ, 2012. – 20 с.

4 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

5 Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.

6 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). − СПб.: ДЕАН, 2005. − 64с.

7 Кабышев, А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168 с.

8 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Корякин. − 2-е изд., доп. − М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.

9 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

10 Официальный сайт АО «РАДИУС Автоматика» URL: https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-trancformatorov-i-atotransfomatorov/sirius-t.php (дата обращения: 10.06.2020)

11 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)

12 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.

13 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. − М. : Академия, 2008 . – 416 с.

14 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150-00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС». – 2001.

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

16 Экономика энергетики. / В.В. Бологова, Н.Д. Рогалёв, А.Г. Зубкова, под редакцией Н.Д. Рогалёв. – Москва: МАИ, 2011. – 320 с. Текст электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – URL: https://e.lanbook.com/book/72321 (дата обращения 12.06.2020)

17 Техника высоких напряжений. / М.И. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]. − СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.

18 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосеть проект», 2007. – 44 с.

19 Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад − Санкт-Петербург: ПЭИПК Минэнерго, 2003. − 349 с.

20 Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические изделия и устройств / Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл.ред. И.Н.Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.

21 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии / Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. − М.:МЭИ, 2004. – 964 с.