

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция сетей электроснабжения напряжением 10кВ с центром питания подстанция Силикатная напряжением 110/35/10 в поселке Белогорье Амурской области

Исполнитель

студент группы

(подпись, дата)

Е.В. Шипилов

Руководитель

профессор, доктор техн. наук

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

Старший преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Шипилова Егора Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10кВ с центром питания пс. Силикатная напряжением 110/35/10 в посёлке Белогорье Амурской области

(утверждено приказом от 19.03.21 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ Силикатная, данные контрольных зимних и летних замеров по ПС и ТП, схема размещения ТП 10/0,4 по территории п.Белогорье, однолинейная схема размещения ТП.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ существующей нагрузки п.Белогорье, рассмотрение проблем связанных с электроснабжением потребителей п.Белогорье, расчёт нагрузок, реконструкция схемы распределительной сети 0,4-10кВ, замена силового оборудования ТП, проверка и замена оборудования ПС 110/35/10 кВ Силикатная.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 листов графической части, 32 таблиц, 17 рисунков, программный продукт Excel

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

7. Дата выдачи задания 16.06.2021г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 07.04.2021 г.

(подпись студента)

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Характеристика населенного пункта Белогорье	9
1.1 Краткое описание населенного пункта Белогорье	9
1.2 Климатическая характеристика района	10
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии	10
2. Анализ существующей системы электроснабжения населенного пункта Белогорье	12
2.1 Источники питания и их анализ	12
2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов существующих ТП	13
2.3 Характеристика схемы электроснабжения села и ее анализ	15
2.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения населенного пункта Белогорье	15
3. Расчет электрических нагрузок	17
3.1 Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников	17
3.2 Расчет электрической нагрузки реконструируемых электроприемников	20
4. Реконструкция системы низковольтного электроснабжения	23
4.1 Реконструкция системы низковольтного электроснабжения п. Белогорье от ТП-14	23
4.2 Выбор сечений линий 0,4 кВ	25
4.3 Расчет потокораспределения в сети	26
4.4 Конструктивное исполнение низковольтной сети	29
5. Реконструкция распределительной сети 10 кВ	32
5.1 Приведение нагрузок к шинам ТП	32
5.2 Расчет электрических нагрузок ТП	33
5.3 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП	36

5.4	Выбор схемы распределительной сети	38
5.5	Выбор типа ТП и конструктивное исполнение	39
5.6	Расчет режимов в сети 10 кВ	41
5.7	Выбор и проверка сечений линий 10 кВ	43
5.8	Компенсация емкостных токов на землю	48
5.9	Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	49
6.	Расчет токов короткого замыкания	51
6.1	Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	51
6.2	Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ	57
7.	Реконструкция системы внешнего электроснабжения	62
7.1	Проверка напряжения питающей сети 110 кВ	62
7.2	Проверка сечений линии 110 кВ	63
7.3.	Проверка силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Силикатная	64
7.4.	Выбор и проверка оборудования 10 кВ на ПС 110 кВ Силикатная	66
7.5.	Заземление и молниезащита подстанции Силикатная	76
7.6.	Выбор оборудования в трансформаторных подстанциях в населенном пункте Белогорье	87
8.	Релейная защита, автоматика и сигнализация ПС Силикатная	90
8.1	Выбор ограничителей перенапряжения	91
8.2.	Выбор системы оперативного тока	93
8.3.	Виды и типы релейной защиты, применяемые на ПС Силикатная	93
8.4.	Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	96
8.5.	Автоматика	98
9.	Безопасность и экологичность	102
9.1	Безопасность	102
9.2	Экологичность	105
9.2.1	Определение шумовых характеристик трансформаторов	105
9.2.2	Отвод земель под трансформаторную подстанцию	106
9.2.3.	Защита от загрязнения трансформаторным маслом	107
9.3	Чрезвычайные ситуации	108

9.3.1 Оперативное обслуживание	108
9.3.2 Общие положения о переключениях	109
9.3.3 Переключения при ликвидации аварий	110
Заключение	114
Библиографический список	117
Приложение А	119

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире, в том числе России развитие деревень и сельского электроснабжения идет по пути реконструкции и ремонта существующих электрических сетей. Амурская область в данном плане не является исключением. Новые сети строятся мало, а улучшение качества электроэнергии, поставляемой сельским потребителям, требует повышения надежности электроснабжения. Необходимость в модернизации системы электроснабжения населенного пункта Белогорье возникла по многим причинам, в том числе, в связи с нехваткой мощности у потребителя по причине неспособности существующей сети передать необходимую мощность. Неспособность передать мощность обусловлена недостаточным сечением существующего провода, неправильно подобранными силовыми трансформаторами, некорректной схемой сети. Схема электроснабжения выполнена голым стале-алюминиевым проводом, что в условиях сельского хозяйства приводит к большим потерям и хищениям электроэнергии.

Целью данной выпускной квалификационной работы является реновация, анализ существующей сети и разработка наиболее оптимальной системы электроснабжения населенного пункта Белогорье, перевод воздушных линий электропередачи с голого провода на самонесущие изолированные провода. Проверка существующего оборудования, его замена и выбор нового оборудования взамен устаревшего, а также экономическая оценка проекта.

В данной выпускной квалификационной работе поставим для себя следующие задачи:

- расчет существующих электрических нагрузок;
- определение оптимальной схемы сети электроснабжения;
- выбор и проверка силового оборудования;
- выбор релейной защиты и автоматики;
- выбор и расчет системы электроснабжения низковольтного потребителя;

- разработка мер повышения безопасности, экологичности и надежности.

Исходными данными для выпускной квалификационной работы является план населенного пункта Белогорье, существующая схема электроснабжения, данные контрольных замеров электрических нагрузок сети.

Расчет электрических нагрузок произведем методом удельной нагрузки, с учетом новых потребителей и особенностями существующих. Трансформаторы рассчитываются с учетом коэффициента одновременности нагрузок, и проверяются на нагрузочную способность в послеаварийном режиме. Составляется несколько вариантов сети, из которых потом выбирается наиболее оптимальный. Чтобы правильно выбрать оборудование, необходимо сначала рассчитать токи короткого замыкания. Оборудование выбирается по номинальному напряжению и рабочему току. Для электрооборудования очень важны такие аспекты как экологичность, безопасность, и эксплуатационные характеристики. Проверка оборудования осуществляется на стойкость к токам короткого замыкания. Релейная защита выбирается для защиты силовых трансформаторов и линий электропередачи.

Практическая значимость работы состоит в возможности внедрения результатов реконструкции в деятельность населенного пункта Белогорье для реализации данной работы в целях подготовки и реализации мер, направленных на совершенствование системы электроснабжения населенного пункта Белогорье.

Для решения поставленных задач используются компьютерные программы общего пользования: Microsoft Office, Microsoft Word 2007, Microsoft Visio, Microsoft Excel, Mathcad 15.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА БЕЛОГОРЬЕ

Населенный пункт Белогорье расположен в Благовещенском районе географически ближе к реке Зея в районе железнодорожного моста и находится на юго-западе Амурской области. Площадь всего Благовещенского района составляет 3,1 тыс. км. Основано Белогорье в 1860 году крестьянами из Восточной Сибири. Названо по местности: находится у подножья Амурско-Зейской равнины, склон которой сложен белыми кварцевыми песками.

1.1. Краткое описание населенного пункта Белогорье

Село Белогорье расположено в Благовещенском районе в благоприятных климатических условиях. Здесь успешно развивается сельское хозяйство, растениеводство, животноводство и культурно-оздоровительная деятельность. В настоящее время большие площади засеяны соей. Продукты производства сои пользуются успехом не только у жителей Амурской области, но и соседних регионов, а также, некоторых стран Европы и Азии. Все это благоприятно сказывается на экономическом развитии региона, позволяет решить проблемы безработицы на селе, а также обеспечивает местное население продукцией собственного производства. В последнее время, однако, сою начинают заменять другими злаками, так как при выращивании одной только сои земля вырождается и производит все меньше и меньше сои. В Белогорье есть железнодорожная станция перед железнодорожным мостом, часть населения занимается его обслуживанием. Учитывая, что природа в населенном пункте относится к заповедной, в районе Белогорья довольно много туристических баз, с обслуживающим персоналом из числа местных жителей. Рекреационные зоны в последнее время очень популярный вид бизнеса в данном районе. Тем более, что в связи с пандемией COVID-2019 границы страны закрыты, а другие места отдыха сильно отдалены от Амурской области.

1.2. Климатическая характеристика района

Село Белогорье расположено в первом климатическом районе, в подрайоне один А. Расчетные климатические условия соответствуют III району по ветру и II по гололеду. Климат Белогорья характеризуется континентальным климатом муссонного типа, при этом, он отличается суровой малоснежной зимой и достаточно жарким дождливым летом. Климатические условия, характеризующие данный район по температуре рассмотрим в таблице 1:

Таблица 1 – Температурные характеристики района

Характеристика	Температура, °С
1	2
средняя температура за год	0
абсолютная минимальная температура	-45
абсолютная максимальная температура	+41
Температура средняя наиболее холодной пятидневки (расчетная температура отопления)	- 34
Температура средняя наиболее холодного периода (расчетная температура для вентиляции)	- 25
Средняя температура наиболее холодного месяца	- 24,3
средняя температура за отопительный период	- 11,5

Нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 метров с повторяемостью 1 раз за 5 лет составляет 5 мм. Максимальный нормативный скоростной напор ветра на высоте до 15 метров от земли 450 Па.

Зимой осадки незначительны, поэтому высота снежного покрова обычно 20 – 40 см. Летом обильные туманы, особенно в первую половину лета. Летние муссонные дожди обычно начинают идти в июле и усиливаются к началу августа. Дожди приводят к сильным разливам рек и составляют 60 – 70 % годового количества осадков. Общее количество осадков в год – примерно 500 – 600 миллиметров.

1.3. Характеристика и анализ потребителей электроэнергии

Населенный пункт Белогорье расположен в сельскохозяйственном и рекреационном районах. Здесь находится большое количество баз отдыха. Базы отдыха характеризуются большой протяженностью линий электропередач при сравнительно небольшой нагрузке. Поэтому, коммунально-бытовые и

сельскохозяйственные потребители являются основными потребителями электрической энергии. Коммунально-бытовые потребители электроэнергии - это жилые и административные здания, культурно-массовые, лечебные организации, предприятия торговли и общественного питания. К сельскохозяйственной нагрузке относятся фермерские хозяйства, расположенные вблизи села. А также базы отдыха, находящиеся в некотором удалении от села.

В Белогорье преобладает в основном нагрузка II и III категорий надежности. К электроприемникам I категории можно отнести только электроприемники лечебных учреждений, от бесперебойности питания которых зависит жизнь больных, сигнализация железной дороги. К электроприемникам II категории сёл относятся: жилые дома с электрическими плитами; детские и школьные учреждения; водопроводные станции; предприятия общественного питания. К электроприемникам III категории относятся электроприемники, которые не попадают под определение I и II категории.

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА БЕЛОГОРЬЕ

Можно спрогнозировать, что в 2021 году и в последующие годы развитие сельского электроснабжения пойдет преимущественно по линии замены и реконструкции существующих и строительства новых сетей, улучшения качества электроэнергии, поставляемой сельским потребителям, и особенно повышения надежности электроснабжения. Конечно, одновременно будет продолжаться процесс электрификации по заявкам на электроснабжение сельских районов удаленных от мощных энергосистем. Путем строительства укрупненных колхозных и межколхозных электростанций с использованием дизельного топлива, а также гидроэнергии малых и средних водотоков.

2.1. Источники питания и их анализ

Сельскохозяйственные потребители централизованно снабжаются электроэнергией от шин 10 кВ подстанции 110 кВ Силикатная. Сама подстанция 110/35/10 кВ Силикатная к сети подключена через линию 110 кВ Среднебелая – Силикатная и ВЛ 110 кВ Благовещенская - Силикатная. Соответственно, подстанция стоит в транзите 110 кВ и может получать питание от ПС Белогорская - одного из центральных питающих пунктов Амурской области. Здесь сходятся линии питания от Бурейской ГЭС, Зейской ГЭС и Райчихинской ГРЭС. Кроме того, подстанция может получать питание от ПС Благовещенская по ВЛ 110 кВ Благовещенская-Силикатная, на случай аварийных ситуаций, от Благовещенской БТЭЦ. Также подстанция Силикатная связана по напряжению 35 кВ с ПС Новотроицкая.

У некоторых потребителей имеются собственные источники энергии, такие как дизельные электростанции. Распределительная сеть 10 кВ имеет большую протяженность и достаточно сильную разветвленность. От подстанции Силикатная непосредственно на электроснабжение населенного пункта Белогорье отходит 3 линии: ВЛ 10 кВ Ф-26, ВЛ 10 кВ Ф-9, ВЛ 10 кВ Ф-

24. Схема электроснабжения последовательная радиальная, что не очень выгодно; в данном случае, целесообразнее использовать петлевую схему, в которой имеется возможность резервирования.

2.2. Анализ загрузки силовых трансформаторов существующих ТП

Следует отметить, что в настоящее время степень загруженности существующих сельских электрических сетей и потребительских подстанций для подавляющего большинства территории нашей страны невелика. Поэтому важной задачей сейчас является широкое внедрение электроэнергии в производственные процессы сельского хозяйства и в быт сельского населения, дабы повысить рентабельность сельского электроснабжения.

В населенном пункте Белогорье для реконструкции возьмем основные трансформаторные подстанции, принадлежащие АО «ДРСК». Список трансформаторных подстанций, их существующие номинальные мощности и данные контрольных замеров указаны в Таблице 2.

Таблица 2 – ТП населенного пункта Белогорье

№ п/п	№ ТП	Номинальная мощность трансформаторов, кВт	Активная нагрузка по замерам, кВт
1	2	3	5
1	1	250	240
2	2	250	160
3	3	160	153
4	4	160	142
5	10	250	233
1	11	400	369
6	12	400	182
7	13	2x400	76
8	14	2x400	63
9	15	2x400	77

Как видно из таблицы, установлены трансформаторы по номинальной мощности которые не соответствуют реальным нагрузкам; проверим загрузку трансформаторов.

Фактическая нагрузка силовых трансформаторов определяется по формуле [1]:

$$K_{з.ф.} = \frac{S_{факт}}{n \cdot S_{ном.тр.}}; \quad (1)$$

где $S_{факт}$ – фактическая нагрузка трансформаторов по данным контрольных замеров, кВА;

n – количество силовых трансформаторов на ТП, шт.;

$S_{ном.тр.}$ – номинальная мощность установленного силового трансформатора, кВА.

Результаты расчета фактической нагрузки силовых трансформаторов сведем в Таблицу 3.

Таблица 3 - Фактическая нагрузка силовых трансформаторов

№ п/п	№ ТП	Номинальная мощность трансформаторов, кВт	Активная нагрузка по замерам, кВт	Кзфакт
1	2	3	4	5
1	1	250	240	0,96
2	2	250	160	0,64
3	3	160	153	0,95625
4	4	160	142	0,8875
5	10	250	233	0,932
1	11	400	369	0,9225
6	12	400	182	0,455
7	13	2x400	76	0,095
8	14	2x400	63	0,07875
9	15	2x400	77	0,09625

Как видно из таблицы 3, по ряду ТП коэффициент загрузки приближается к 100%, а по некоторым намного ниже нормы, в связи с чем, перераспределим нагрузку данных ТП на ближайшие ТП с демонтажем малозагруженных ТП и установкой в некоторых ТП трансформаторов большей мощности.

Замена трансформаторов целесообразна, так как в связи с выходом из строя даже одного из трансформаторов большое количество потребителей

остается без света. Тем более, в селе в ТП установлены масляные трансформаторы ТМ, которые имеют расширительный бак и требуют дополнительного обслуживания, в том числе долива и осушки трансформаторного масла.

2.3. Характеристика схемы электроснабжения села и ее анализ

Схема 10 кВ села Белогорье представляет собой радиальные линии без каких-либо взаимных резервирований и секционирования. Основной плюс такой схемы электроснабжения - ее низкая стоимость при строительстве и простота. В последующей эксплуатации данная схема не очень удобна, так как, нет возможности гибко действовать, отключая непосредственно поврежденные участки сети 10 кВ и переключая потребителей на другие отходящие линии.

С технической точки зрения линия 10 кВ выполнена на железобетонных опорах с металлическими траверсами и стеклянной изоляцией, за время эксплуатации многие опоры покосились и углы наклона стали выше допустимых. На железобетонных опорах появились трещины и выбоины, в связи с чем появилась необходимость в сплошной замене железобетонных столбов. На стеклянной изоляции в связи с длительной эксплуатацией много трещин, сколов и поврежденных изоляторов, на голых проводах имеются скрутки (как результаты скорых ремонтов провода при их повреждении).

Срок эксплуатации многих линий 10 кВ, 0,4 кВ истекает, поэтому им требуется замена. Реконструкцию воздушных линии 10 кВ целесообразнее производить с заменой на СИП. Преимущества СИП: повышенная надежность, простота в монтаже, отсутствие схлестывания проводов.

2.4. Целесообразность реконструкции системы электроснабжения населенного пункта Белогорье

Система электроснабжения населенного пункта Белогорье на данный момент имеет достаточно большой износ, так как со времен строительства велись только регламентные эксплуатационные работы по поддержанию в нормальном состоянии существующих элементов системы. То есть замена поврежденных элементов или модернизация сети не проводилась, велись

периодические ремонтные работы. Кроме того, благосостояние и образ жизни современного населения существенно отличается от жизни населения в 1950-1970 годах, когда строилось село и его система электроснабжения. Раньше из электроприемников у населения были только электрические плиты, лампы накаливания и радиоприемники, соответственно, потребляемые нагрузки были довольно скромные - не более 5 кВт на семью. В современном же мире количество приборов, потребляющих энергию в семьях, возросло в разы. Это стиральные и посудомоечные машины, чайники, микроволновые печи, миксеры, телевизоры, кондиционеры, музыкальные центры и др. оборудование. В связи с этим потребляемые нагрузки увеличились до 10 кВт. А если учесть, что раньше отопление домов было преимущественно печное, а теперь многие дома перешли на электрическое отопление, то потребляемые нагрузки возросли до 15-20 кВт на жилой дом.

Также, учитывая техническое состояние сети, описанное в разделе 2.3, приходим к выводам о необходимости замены существующих опор, провода и изоляции.

В совокупности все эти факторы приводят к тому, что в населенном пункте Белогорье необходима комплексная замена (реконструкция) существующей системы электроснабжения 0,4-10 кВ.

3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1. Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников

Для определения нагрузок, существующих сельскохозяйственных потребителей и электрических сетей в населенном пункте Белогорье, воспользуемся данными существующих замеров электрических нагрузок, имеющимися в Благовещенском РЭС, и методикой расчетов, указанной в методических указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения [16]. Для сельскохозяйственных потребителей и сетей, как правило, характерно наличие двух максимумов в суточных графиках электрических нагрузок. Поэтому определяют максимальную дневную активную P_D (реактивную Q_D) и максимальную вечернюю активную P_B (реактивную Q_B) нагрузки. За расчетную нагрузку для выбора параметров систем электроснабжения (сечения проводов, мощности трансформаторов и т.п.) принимается наибольший из дневного и вечернего максимумов.

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

Дневной и вечерний максимумы нагрузки на вводе в жилой дом соответственно S_D и S_B находят по выражениям:

$$S_B = \frac{K_{yB} \cdot P_P}{\cos \varphi_B}, \quad (2)$$

$$S_D = \frac{K_{yD} \cdot P_P}{\cos \varphi_D}, \quad (3)$$

где $K_{уд}$, $K_{ув}$ - коэффициенты участия в дневном и вечернем максимуме нагрузок принимаем расчет сельхоз нагрузок [16].

$\cos \varphi_D$, $\cos \varphi_B$ - коэффициентов мощности нагрузки дневного и вечернего потребления принимаем расчет сельхоз нагрузок.

P_P - расчетная активная нагрузка на производственное, общественное, коммунальное предприятия сельского характера, которые принимаем расчет сельхоз нагрузок.

Для сельских домов, учитывая современный уровень жизни, будем считать, что в каждом доме стоит электроплита и водонагреватель, насосы, а также другая современная техника. Нагрузку на вводе в сельский дом примем равной 7,5 кВт [16]. Нагрузку домов будем по мере расчетов распределять по трансформаторным подстанциям. Расчет нагрузки ТП - 1. Распределение нагрузки показано на рисунке 1.

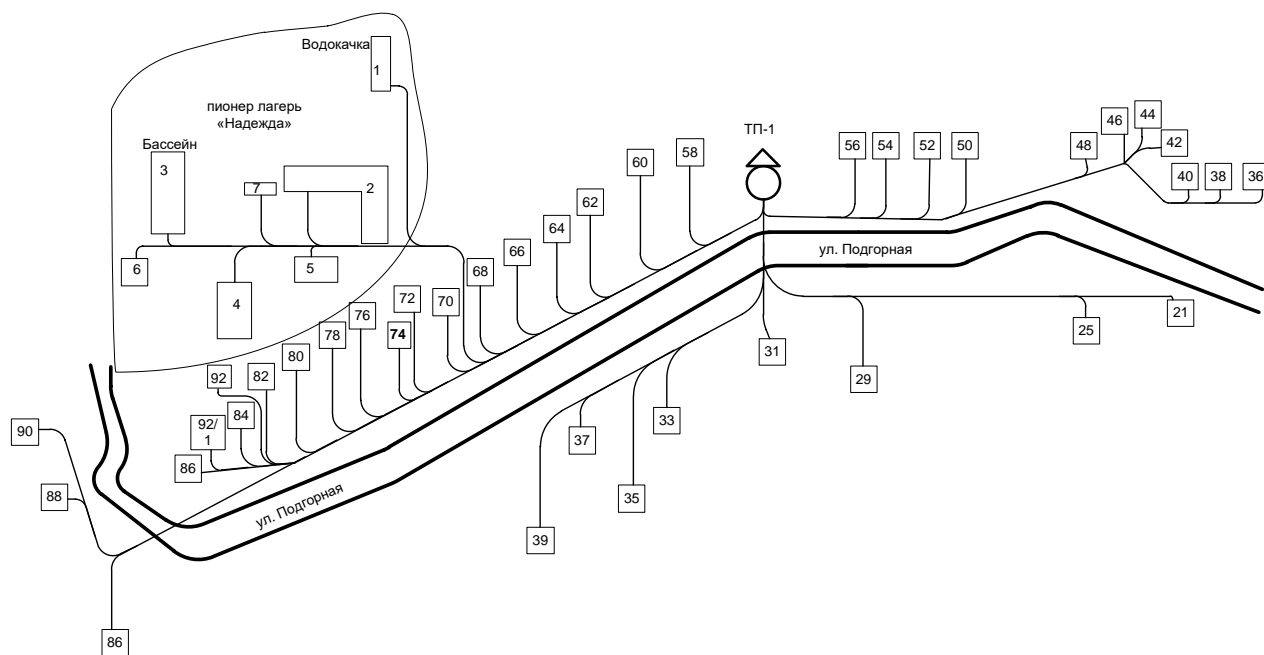


Рисунок 1 – Распределение нагрузки по ТП-1

Для примера рассчитаем нагрузку на вводе сельскохозяйственного дома:

Коэффициенты участия в дневном и вечернем максимумах составляют [11]

$$K_{уд} = 1; K_{ув} = 0,6.$$

$$S_B = \frac{K_{\text{вБ}} \cdot P_P}{\cos \varphi_B} = \frac{0,6 \cdot 7,5}{0,92} = 4,9, \quad (4)$$

$$S_D = \frac{K_{\text{уд}} \cdot P_P}{\cos \varphi_D} = \frac{1 \cdot 7,5}{0,96} = 7,7, \quad (5)$$

Выбираем максимум нагрузки и дальнейшие расчеты ведем по нему. Остальные потребители рассчитываются аналогичным образом. Расчетные нагрузки потребителей в районе ТП-1 приведены в Таблице 4.

Таблица 4 - Данные нагрузки по ТП-1

№	Объект	Кол-во объектов	Нагрузка одного потребителя			Полная нагрузка, кВА
			P, кВт	Q, кВар	S, кВА	
1	2	3	4	5	6	7
1	Сельскохозяйственный дом	39	7,5	1,9	7.7	301,5
2	Водокачка	1	6,1	2,9	6.8	6.8
3	Бассейн	1	2,2	1,6	2.7	2.7
4	Жилой комплекс	1	10	6	11.7	11.7
5	Котельная	1	28	20	34.4	34.4
6	Склад	1	5	3	5.8	5.8
7	Столовая	1	9	4	9.8	9.8

Расчетные нагрузки по остальным трансформаторным подстанциям сведем в таблицу 5. Распределение нагрузки по ТП показано в приложении А. Расположение трансформаторных подстанций можно увидеть на 1 листе графической части.

Таблица 5 - Данные по нагрузке рассматриваемых объектов

№	Объект	Кол-во объектов	Нагрузка одного потребителя			Полная нагрузка, кВА
			P, кВт	Q, кВар	S, кВА	
1	2	3	4	5	6	7
ТП4						
1	Сельскохозяйственный дом	62	7,5	1,9	7.7	479,3

1	2	3	4	5	6	7
2	Магазин	2	2	1,1	2,3	4,6
3	Склад	2	5	3	5.8	11,7
ТП2						
4	Сельскохозяйственный дом	34	7,5	1,9	7.7	262,8
5	Магазин	1	2	1,1	2,3	2,3
ТП3						
6	Сельскохозяйственный дом	64	7,5	1,9	7.7	480
7	Магазин	1	2	1,1	2,3	2,3
1	2	3	4	5	6	7
8	Гараж	2	10	8	12,8	25,6
ТП10						
9	Сельскохозяйственный дом	64	7,5	1,9	7.7	494,7
10	Магазин	1	2	1,1	2,3	2,3
11	Детский сад	1	9	5	10,3	10,3
12	Котельная	1	28	20	34.4	34.4
13	Жилой дом на 20 квартир	3	40	14,4	42,5	127,5
ТП11						
14	Сельскохозяйственный дом	64	7,5	1,9	7.7	494,7
15	Гараж	1	20	17	26,3	26,3
16	Жилой дом на 20 квартир	2	40	14,4	42,5	85,1
ТП12						
17	Сельскохозяйственный дом	42	7,5	1,9	7.7	324,7
ТП13						
18	Сельскохозяйственный дом	16	7,5	1,9	7.7	123,7
ТП14						
19	Сельскохозяйственный дом	3	7,5	1,9	7.7	23,2
20	Амбулатория	1	4	1,2	4,2	4,2
21	Садик	1	9	5	10,3	10,3
22	Дом Культуры	1	10	6	11,7	11,7
23	Жилой дом на 20 квартир	2	40	14,4	42,5	85,1
ТП15						
24	Сельскохозяйственный дом	3	7,5	1,9	7.7	23,2
25	Гаражи	1	20	17	26,3	26,3
26	Школа	1	7	-	7	7
27	Жилой дом на 20 квартир	2	40	14,4	42,5	85,1

3.2. Расчет электрической нагрузки реконструируемых электроприемников

К реконструируемым электроприемникам относятся электроприемники электрического освещения. В нашей выпускной квалификационной работе производится замена существующей сети на новую, в том числе, замена элементов осветительной сети, подключённой к сети 0,4 кВ. Расчет освещения улиц в сельских населенных пунктах, для реконструируемых сёл, где сельские дороги и улицы с покрытием простейшего типа производится по удельной нагрузке на 1 км освещаемой поверхности. Норма средней освещенности равняется 4 лк, ширина проезжей части равняется 5-7 м, высота подвеса светильника 8,5 м [25]. Используем уличный светодиодный консольный светильник Feron SP2924 32216 мощностью 100 Вт.

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется по выражению [25]:

$$P_{oc} = P_{oc.уд.} \cdot l, \quad (6)$$

где $P_{oc.уд}$ – удельная мощность, для освещения сельских улиц принимаем 6 кВт/км [];

l – длина, км.

Рассчитаем для ТП-1. Длина освещаемой дороги равна 1,1 км, удельная нагрузка освещения составляет 6 кВт/км.

$$P_{oc} = P_{oc.уд.} \cdot l = 6 \cdot 1,1 = 6,6 \text{ кВт.}$$

Расчет освещения остальных участков сведем в Таблицу 6.

Таблица 6 – Расчет уличного освещения

№ ТП	Длина участка, км	Удельная нагрузка, кВт/км	Нагрузка освещения улиц, кВт
1	2	3	4
1	1,1	6	6,6
2	2,8	6	16,6
3	2,1	6	12,3
4	2,7	6	15,9

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
10	2,6	6	15,6
11	3,2	6	19,2
12	0,9	6	5,4
13	1,6	6	9,9
14	1,1	6	6,3
15	1,5	6	9,3

4. РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Реконструкция системы низковольтного электроснабжения п. Белогорье от ТП-14

Рассмотрим подробно схему электроснабжения потребителя в населенном пункте Белогорье. В последние годы в электроснабжении сельского хозяйства произошли определённые изменения: шире стало применение замкнутых сетей, появились новые конструктивные решения распределительных устройств и сетевых узлов; появилась необходимость более строгого учёта влияния потребителей на системы электроснабжения, усложнились и усовершенствовались методы расчёта, стали применяться вычислительные машины.

При реконструкции систем электроснабжения населенного пункта Белогорье в связи с проблемами по земле, необходимо учитывать текущее месторасположение подстанций, а также использовать существующие трассы линий электропередачи, учитывая уже отведенную под эти линии землю. Трасса линии должна выбираться так, чтобы не загромождать проезжую часть и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания. Проходить вдоль улиц, чтобы обеспечить освещение района.

Основными нагрузками в районе ТП-14 являются:

- амбулатория;
- детский сад;
- дом культуры;
- многоквартирные жилые дома;
- обычные сельскохозяйственные жилые дома.

В нашем случае потребители принадлежат в основном III и II категории. К первой категории относится сельская амбулатория, ее питание резервируем вторым независимым источником от ТП-15 находящейся неподалеку.

Учитывая опыт эксплуатации и рекомендации по проектированию, выбираем петлевую схему электроснабжения потребителей рисунок 2.

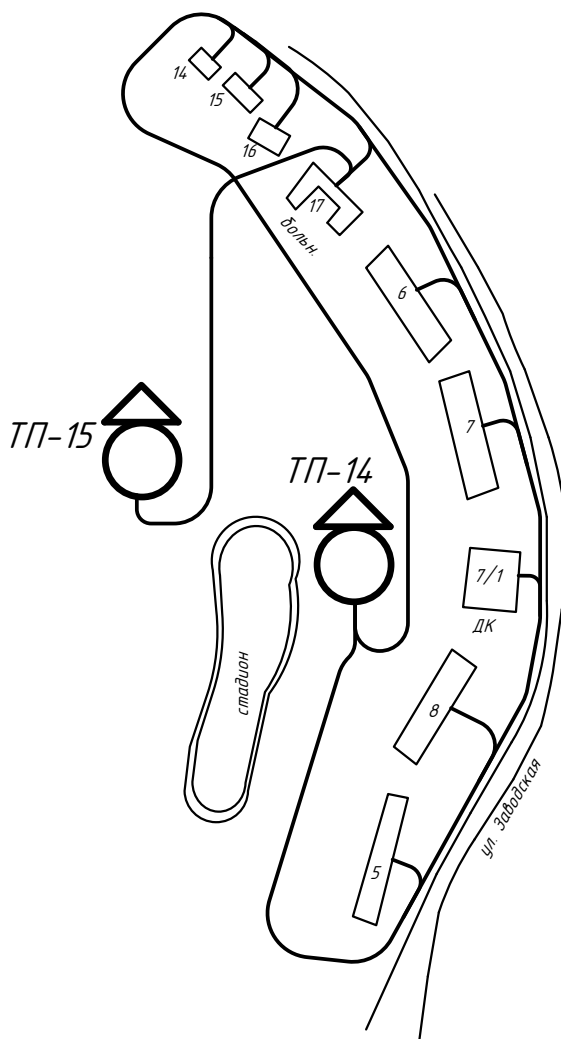


Рисунок 2 – Схема электроснабжения ТП-14

Данная схема имеет повышенную надежность, что характеризуется возможностью в случае аварии подать питание на всю схему, с любого из концов линии. Конструкция сети 0,4 кВ принимается на базе железобетонных стоек СВ 95-2 с применением самонесущих изолированных, скрученных в жгут проводов. Воздушной линией электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами (ВЛИ) называется устройство, которое предназначено для передачи электроэнергии по изолированным, скрученным в жгут проводам, которые расположены на открытом воздухе и крепятся при помощи узлов крепления, крюков, кронштейнов и арматуры к опорам, стенам зданий и сооружений. Подробно на листе графической части.

4.2. Выбор сечений линий 0,4 кВ

Сечения проводников низковольтной сети должны обеспечивать: прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур, достаточную механическую прочность, необходимые уровни напряжения, срабатывание защитных аппаратов при КЗ.

Произведем расчет петлевой схемы, учитывая, что в послеаварийном режиме сечение линии должно выдерживать всю нагрузку петли, поддерживая при этом допустимый уровень напряжения. Поэтому на головном участке выбирается сечение при условии питания всех потребителей по этой сети. Сечение остальных участков принимается таким же, как и на головном участке.

Находится рабочий ток, проходящий по линии при условии, что нагрузка фаз распределена равномерно:

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (7)$$

где S_p – полная расчетная мощность линии;

U_H – номинальное напряжение, кВ. $U_H=10$ кВ.

Рабочая мощность берется из таблицы 5 $S_p=136,81$ кВА.

$$I_p = \frac{136,81}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 207,86 \text{ А,}$$

Выбирается самонесущий изолированный провод (СИП2) фирмы НИЛЕД сечением проводов $3 \times 70 + 1 \times 95$ мм² с длительно допустимым током 213 А, ток короткого замыкания 6.5 кА [6].

Проверим выбранный провод. Проверка выполняется по потере напряжения. Потерей напряжения называется разность потенциалов в начале и в конце какого-либо участка сети, а отклонением напряжения – разность напряжений на зажимах электроприемника от его номинального значения.

Нормально допустимое значение отклонения напряжения – 5 %, предельно допустимое –10 %.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле.

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

где I - рабочий максимальный ток,

L - длина линии в км,

$U_{ном}$ - номинальное напряжение,

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Выполняется проверка по потере напряжения по формуле (19):

$$\Delta U = \frac{207,86 \cdot 1,06 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,443 \cdot 0,8 + 0,03 \cdot 0,6) \cdot 100 = 3,6 \text{ \%}.$$

Потеря напряжения не превышает 5 % что является допустимой потерей напряжения.

4.3 Расчет потокораспределения в сети

Для корректной работы петлевой схемы необходимо найти точки потокораздела. В петлевых сетях 0,38 кВ в нормальных режимах работы необходимо обеспечение экономически целесообразного режима, который соответствует режиму минимума потерь электроэнергии или близкому к нему. В замкнутых сетях такое потокораспределение определяется при учете только активных сопротивлений линий. Точки деления в петлевых сетях выбираются на основании экономически целесообразного потокораспределения. Размыкаются участки линий, для которых модуль потока мощности наименьший [11]. На рисунке 3 приводится общая упрощенная схема для нахождения точек потокораздела. По данной схеме находятся точки потокораздела.

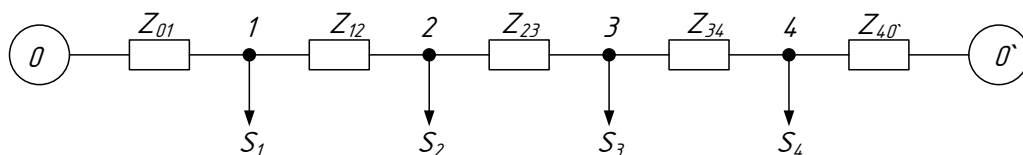


Рисунок 3 – Общая схема сети

Находим точку потокораздела в петле ТП14-5-8-7/1-7-6-17-16-15-14-ТП14. Схема сети и исходные данные для нахождения потокораздела приводятся на рисунке 4.

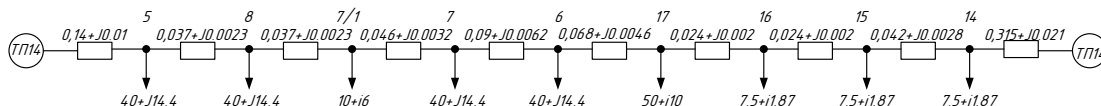


Рисунок 4 – Схема петли

ТП14-5-8-7/1-7-6-17-16-15-14-ТП14

Находятся потоки мощности на головных участках схемы, при этом используется допущение об отсутствии потерь мощности на участках.

$$S_{ТП14-5} = \frac{S_5 \cdot Z_{5-ТП14}^* + S_8 \cdot Z_{8-ТП14}^* + S_{7/1} \cdot Z_{7/1-ТП14}^* + S_7 \cdot Z_{7-ТП14}^* + S_6 \cdot Z_{6-ТП14}^* + S_{17} \cdot Z_{17-ТП14}^* + S_{16} \cdot Z_{16-ТП14}^* + S_{15} \cdot Z_{15-ТП14}^* + S_{14} \cdot Z_{14-ТП14}^*}{Z_{ТП14-ТП14}^*}, \quad (9)$$

$$S_{ТП14-5} = \frac{(40 + j14.4) \cdot (0.683 + j0.046) + (40 + j14.4) \cdot (0.646 + j0.044) + (10 + j6) \cdot (0.609 + j0.042) + (40 + j14.4) \cdot (0.563 + j0.039) + (40 + j14.4) \cdot (0.473 + j0.032) + (50 + j10) \cdot (0.405 + j0.028) + (4.5 + j1.87) \cdot (0.381 + j0.026) + (7.5 + j1.87) \cdot (0.357 + j0.024) + (7.5 + j1.87) \cdot (0.315 + j0.021)}{0.813 + j0.056} = 155.5 + j52.8 \text{ кВА.}$$

$$S_{ТП14-14} = \frac{S_{14} \cdot Z_{14-ТП14}^* + S_{15} \cdot Z_{15-ТП14}^* + S_{16} \cdot Z_{16-ТП14}^* + S_{17} \cdot Z_{17-ТП14}^* + S_6 \cdot Z_{6-ТП14}^* + S_7 \cdot Z_{7-ТП14}^* + S_{7/1} \cdot Z_{7/1-ТП14}^* + S_8 \cdot Z_{8-ТП14}^* + S_5 \cdot Z_{5-ТП14}^*}{Z_{ТП14-ТП14}^*},$$

$$\begin{aligned}
S_{III4"-14} = & \frac{(7,5 + j1,87) \cdot (0.508 + j0.035) + (7,5 + j1,87) \cdot (0.466 + j0.032) +}{(0.813 + j0.056)} \\
& + \frac{(7,5 + j1,87) \cdot (0.442 + j0.03) + (50 + j10) \cdot (0.418 + j0.028) + (40 + j14,4) \cdot (0.35 + j0.024) +}{(40 + j14,4) \cdot (0.26 + j0.018) + (10 + j6) \cdot (0.214 + j0.014) +} \\
& + \frac{(40 + j14,4) \cdot (0.177 + j0.012) + (40 + j14,4) \cdot (0.14 + j0.01)}{=} = 85,6 + j26,3 \text{ кВА}.
\end{aligned}$$

Произведем проверку правильности расчетов, сумма потоков мощности на головных участках должна быть равна сумме мощностей потребителей.

$$S_{III4-5} + S_{III4"} = S_{14} + S_{15} + S_{16} + S_{17} + S_6 + S_7 + S_{7/1} + S_8 + S_5, \quad (10)$$

$$241,127 + j79,17 = 241,127 + j79,17.$$

Для нахождения точки потоко раздела воспользуемся первым законом Кирхгофа, и найдем потоки мощности текущие по каждой линии.

$$\begin{aligned}
S_{5-8} = S_{III4-5} - S_5 = \\
= (155,527 + j \cdot 52,86) - (40 + j \cdot 14,4) = 115,5 + j \cdot 38,5 \text{ кВА},
\end{aligned} \quad (11)$$

$$\begin{aligned}
S_{8-7/1} = S_{5-8} - S_8 = \\
= (115,527 + j \cdot 38,46) - (40 + j \cdot 14,4) = 75,5 + j \cdot 24,1 \text{ кВА},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
S_{7/1-7} = S_{8-7/1} - S_{7/1} = \\
= (75,527 + j \cdot 24,06) - (10 + j \cdot 6) = 65,5 + j \cdot 18,1 \text{ кВА},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
S_{7-6} = S_{7/1-7} - S_7 = \\
= (65,527 + j \cdot 18,06) - (40 + j \cdot 14,4) = 25,5 + j \cdot 3,7 \text{ кВА},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
S_{6-17} = S_{7-6} - S_6 = \\
= (25,527 + j \cdot 3,66) - (40 + j \cdot 14,4) = -13,1 - j \cdot 10,7 \text{ кВА},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
S_{14-15} = S_{III4"-14} - S_{14} = \\
= (85,6 + j \cdot 26,31) - (7,5 + j \cdot 1,87) = 78,1 + j \cdot 24,4 \text{ кВА},
\end{aligned}$$

$$S_{15-16} = S_{14-15} - S_{15} =$$

$$= (78.1 + j \cdot 24.44) - (7.5 + j \cdot 1.87) = 70.6 + j \cdot 22.5 \text{ кВА},$$

$$S_{16-17} = S_{15-16} - S_{16} =$$

$$= (70.6 + j \cdot 22.53) - (7.5 + j \cdot 1.87) = 63.1 + j \cdot 20.7 \text{ кВА},$$

$$S_{17-6} = S_{16-17} - S_{17} =$$

$$= (63.1 + j \cdot 20.66) - (50 + j \cdot 10) = 13.1 + j \cdot 10.7 \text{ кВА},$$

$$S_{6-7} = S_{17-6} - S_6 =$$

$$= (13.1 + j \cdot 10.66) - (40 + j \cdot 14.4) = -25.5 - j \cdot 3.7 \text{ кВА},$$

Из расчетов видно, что на участке линии 6-17 потоки мощности меняют знак из этого следует, что точкой потокораздела является дом № 6 рисунок 5.

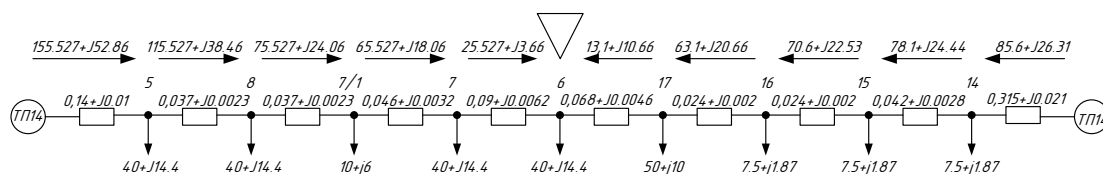


Рисунок 5 – Точка потокораздела

В точке потокораздела ставим реклоузер для переключений в случае аварийных ситуаций.

4.4. Конструктивное исполнение низковольтной сети

Воздушной линией электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами (ВЛИ) называется устройство, предназначенное для передачи электроэнергии по изолированным, скрученным в жгут проводам, которые расположены на открытом воздухе и крепятся при помощи узлов крепления, крюков, кронштейнов и арматуры к опорам, стенам зданий и сооружений.

Конструкция сети 0,4 кВ выполняется на стойках железобетонных СВ 95-2 с применением самонесущих изолированных, скрученными в жгут проводов.

При реконструкции используем СИП2. Опишем основные преимущества СИП по сравнению с обычными неизолированными проводами:

- Высокая электробезопасность. Отсутствие возможности прямого контакта с токопроводящими элементами. Исключение однофазных замыканий на землю. Исключение обрывов проводов при атмосферных воздействиях (гололед, ветровые нагрузки) и падениях деревьев.

- Высокая эксплуатационная надежность. Исключаются короткие замыкания при соприкосновении проводов и контактах с заземленными элементами (строительные механизмы, ветки деревьев).

- Высокая монтажная готовность с учетом применения комплекта арматуры и монтажного инструмента.

- Снижение трудоемкости при монтаже линий. Простое конструктивное исполнение ВЛИ.

- Увеличенное расстояние между опорами.

- Сниженные затраты на эксплуатацию. Отсутствие необходимости перемонтажа для устранения чрезмерного провиса, расчистки трасс, замены изоляторов. Более короткие перерывы в обеспечении электроснабжения потребителей. Возможность технического обслуживания и ремонта ВЛИ под напряжением.

- Снижение потерь электроэнергии, уменьшение падения напряжения. Более низкое индуктивное сопротивление (в 2,5 — 3 раза) по сравнению с традиционными ВЛ.

В разной местности устанавливаются разные типы опор, в зависимости от назначения и угла трассы. В местах изменения направления трассы ВЛ на угол до 60° и 45° устанавливаются угловые промежуточные опоры УП 3 и УП 4. На прямых участках ВЛИ, при смене сечения провода и на концах ВЛИ устанавливаются концевые (анкерные) опоры К3, К4. В местах изменения направления трассы ВЛИ на угол поворота до 90° устанавливаются угловые анкерные опоры УА3, УА4. Опоры являются концевыми в сторону ответвления, следующая опора ответвления - промежуточная. В

местах, где магистраль изменяет направление, ВЛИ на угол поворота от 0° до 90° устанавливаются отпаечные угловые опоры ОУЗ. При пересечении ВЛИ с улицами, автомобильными дорогами устанавливаются переходные промежуточные опоры. Пролеты между опорами принимаются за 40 - 45 м, а их ответвления к вводам не превышают 10 м.

Крепление, соединение СИП и присоединение к СИП производятся при помощи специальной линейной арматуры. Крепление несущего нулевого провода на промежуточных и угловых промежуточных опорах производится с помощью поддерживающих зажимов. Концевое (анкерное) крепление несущего нулевого провода магистрали ВЛИ на опорах анкерного типа, а также анкерное крепление проводов ответвления на опоре ВЛИ и на вводе – с помощью натяжных анкерных зажимов. Поддерживающие и натяжные зажимы должны иметь вкладыши, или корпуса из изолирующего материала, который препятствует истиранию изоляции провода [7].

Глубина залегания опор в грунт должна быть 2 – 2,2 м. Все траверсы заземляются с помощью заземляющего проводника ЗП 2 диаметром 6 мм который присоединяется к верхнему заземляющему выпуску стойки зажимом ПС 1 – 1, к нулевому проводу зажимом.

5. РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 кВ

Перед тем, как приступить к реконструкции сети 10 кВ, необходимо узнать нагрузки на шинах ТП по стороне 0,4 кВ, затем, исходя из полученных данных, выбрать силовые трансформаторы, потом определить потери в трансформаторах и только после этого найти величины нагрузок на стороне 10 кВ трансформаторных подстанций, с которыми уже можно работать по выбору конфигурации питающей сети. Начнем действовать по данному плану.

5.1 Приведение нагрузок к шинам ТП

Электрические сети сельскохозяйственного назначения характеризуются и групповыми и отдельными потребителями. Определим электрические нагрузки на шинах 0.4 кВ трансформаторных подстанций с учетом соответствующих коэффициентов одновременности по формуле 10.

$$P_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{pi}, \quad (12)$$

где P_p — расчетная активная нагрузка группы потребителей на шинах подстанции, кВт;

P_{pi} — расчетная активная нагрузка на вводе i -го потребителя, или i -го участка линии, кВт;

K_o — коэффициент одновременности принимаемые по таблице 54.11 расчет сельскохозяйственных нагрузок [16].

Если для участков линий 0,38 кВ присоединенные к ним потребители разнородны (например, производственные объекты и жилые дома) или нагрузки на вводах к этим потребителям различаются больше, чем в 4 раза, то суммирование рекомендуется проводить с помощью данных табл. 54.12,[16]. При этом к большей из двух слагаемых нагрузок прибавляется надбавка ΔP от меньшей.

В качестве примера рассчитаем нагрузку на шинах 0.4 кВ ТП-1. По данным таблицы 2 расчетная нагрузка трансформаторной подстанции разбивается на 8 однородных групп потребителей. Сельскохозяйственные дома, суммарная нагрузка которых равняется 292.2 кВт, бассейн – 2.1 кВт, водокачка – 6.1 кВт, котельная – 28 кВт, жилой комплекс – 10 кВт, склад – 5 кВт, столовая – 9 кВт, освещение – 6.6 кВт. Нагрузка является разнородной; производим суммирование с использованием таблицы 54.12 [16]. Большой нагрузкой являются сельскохозяйственные дома; к ним прибавляем надбавку от остальных нагрузок.

$$P_{ТП1} = 292.2 + 3.9 + 1.8 + 6 + 17.7 + 3 + 5.4 + 3.9 = 333.9 \text{ кВт},$$

Полная расчетная нагрузка ТП-1 определяется по формуле 11.

$$S_{P \text{ ТП1}} = \frac{P_{P \text{ ТП1}}}{\cos \varphi} = \frac{333.9}{0.815} = 409.7 \text{ кВА}. \quad (13)$$

Результаты расчета остальных нагрузок на шинах 0.4 кВ ТП сведем в Таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчета нагрузки на шинах ТП

№ ТП	$P_{P \text{ ТП}}, \text{ кВт}$	Добавка к основной нагрузке потребителей, кВт	$\text{tg}\varphi$	$S_{P \text{ ТП}}, \text{ кВА}$
1	2	3	4	5
1	333,9	41,7	0.7	409,7
2	267	12	0.7	327,6
3	509	14,5	0.7	624,5
4	483,2	18,2	0.7	592,8
10	597,5	117,5	0.7	733,1
11	545,3	65,3	0.7	669,1
12	318,3	3,3	0.5	353,6
13	126	6	0.5	140
14	111,5	31,5	0.7	136,8
15	116,2	36,2	0.7	142,6

5.2 Расчет электрических нагрузок ТП

В сельском хозяйстве для потребителей II и III категории для повышения надежности рекомендуется применять двухтрансформаторные КТП. Для

потребителя I категории, которым в нашем случае является больница, применяются также двухтрансформаторные подстанции с двумя независимыми взаиморезервирующимися источниками, один из которых идет от отдельной ТП [11]. Выбор трансформаторов подстанций производим по формуле 12:

$$S_{TP} = \frac{S_{ТП}}{K_C \cdot n_m}, \quad (14)$$

где K_C – коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый в зависимости от вида потребителей по таблице

n_T – число трансформаторов на ТП;

$S_{ТП}$ – суммарная расчетная мощность.

Должно соблюдаться условие:

$$S_{тр.ном} \geq S_{тр}, \quad (15)$$

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределе:

$$K_3^H = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot n)}, \quad (16)$$

Нагрузочную способность выбранных трансформаторов проверяем по условиям работы в аварийном режиме и для двухтрансформаторных подстанций она определяется [4]:

$$K_{3.П/АВ} = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТР} \cdot (n-1))} \leq 1.4, \quad (17)$$

Для повышения надежности электроснабжения сельского хозяйства все трансформаторные подстанции должны быть с двумя трансформаторами. Это обусловлено тем, что в каждой группе потребителей есть потребители II категории по надежности, а также в связи с возможностью роста электрической нагрузки. Рассмотрим выбор на примере ТП-1:

$$S_{TP} = \frac{S_{ТП}}{K_C \cdot n_m} = \frac{459.7}{0,765 \cdot 2} = 300,5 \text{ кВА},$$

Выбираем трансформатор ТМГ 400/10 [26].

$$400 \geq 300,5 \text{ кВА},$$

Проверяем трансформаторы по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_{3\phi} = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТП} \cdot n)} = \frac{459.7}{(400 \cdot 2)} = 0,6,$$

$$K_{3.П/AB} = \frac{S_{ТП}}{(S_{НОМ.ТП} \cdot (n-1))} = \frac{459.7}{(400 \cdot (2-1))} = 1.2 \leq 1.7.$$

Коэффициенты загрузки находятся в допустимых пределах, значит, трансформатор выбран правильно. Результаты расчета выбора остальных трансформаторов сводятся в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты выбора трансформаторов

Номер ТП	S _{ТП} , кВА	S _{ТР} , кВА	S _{ТР.НОМ} , кВА	K _{3φ}	K _{3.П/А}
1	2	3	4	5	6
1	459,7	300,5	400	0,6	1,2
2	327,6	214,1	250	0,7	1,3
3	624,5	408,1	630	0,6	1,2
4	592,9	387,5	400	0,7	1,5
10	733,1	479,2	630	0,6	1,2
11	669,1	437,3	630	0,5	1,1
12	353,7	231,1	250	0,71	1,4
13	140	91,5	100	0,7	1,4
14	136,8	89,4	100	0,7	1,4
15	142,6	93,1	100	0,7	1,4

Выбираем трансформаторы марки ТМГ мощностями: 100, 250, 400, 630 кВА, их параметры [26] укажем в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры силовых трансформаторов

Номер ТП	Марка трансформатора	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	U _к , %	I _х , %	r _т , Ом	x _т , Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
13, 14, 15	ТМГ-100/10	1,97	0,3	4,5	2,6	3,2	6,5
2, 12	ТМГ-250/10	3,7	0,7	4,5	2,3	6,7	15,6

1, 4	ТМГ-400/10	5,5	0,9	4,5	2,1	3,7	10,6
3, 10, 11	ТМГ-630/10	7,6	1,3	5,5	2	2,1	8,5

5.3. Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП

Для нахождения нагрузки на шинах 10 кВ ТП необходимо брать нагрузку с учетом потерь в трансформаторах, которые разделяются на два вида: нагрузочные потери, или потери КЗ, и потери холостого хода. Потери носят как активный, так и реактивный характер.

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (18)$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, справочная величина;

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, справочная величина.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (19)$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (20)$$

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

I_x - ток холостого хода, справочная величина.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (21)$$

где U_K - напряжение короткого замыкания.

Полная мощность с учетом потерь в трансформаторах определяется по формуле:

$$S_{ТП(10kV)} = \sqrt{(P_{p.ТП} + 2 \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{p.ТП} + 2 \cdot \Delta Q_T)^2} . \quad (22)$$

Рассчитаем для примера нагрузку на ТП-1.

Мощность на шинах 0,4 кВ ТП-1 равна: $P=333,9$ кВт; $Q=237,4$ кВар.

Выбран трансформатор ТМГ-400/10, параметры трансформатора приведены в таблице 9.

Находим полные активные потери трансформатора:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K = 1,31 + 0,511^2 \cdot 7,6 = 3,3 \text{ кВт} ,$$

Реактивные потери:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100} = 400 \cdot \frac{2,1}{100} = 8,4 \text{ кВар} ,$$

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_\kappa}{100} = 400 \cdot \frac{4,5}{100} = 18 \text{ кВар} ,$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K = 8,4 + 0,511^2 \cdot 18 = 13,1 \text{ кВар} ,$$

Полная мощность с учетом потерь в трансформаторе:

$$\begin{aligned} S_{ТП(10kV)} &= \sqrt{(P_{p.ТП} + 2 \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{p.ТП} + 2 \cdot \Delta Q_T)^2} = \\ &= \sqrt{(333,9 + 2 \cdot 3,29)^2 + (237,4 + 2 \cdot 13,1)^2} = 430,6 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

Результаты расчета остальных ТП заносятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Результаты расчета нагрузки на шинах 10 кВ ТП

Номер ТП	$S_{ном.тР}$, кВА	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВар	$P_{ТП}$, кВт	$Q_{ТП}$, кВар	$S_{ТП}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7
1	400	3,3	13,1	333,9	237,4	430,6

2	250	2.3	10.5	327.6	189.8	343.9
3	630	3.2	21.2	509	361.8	655.1
4	400	3.9	18.2	483.2	343.5	621.1
10	630	3.8	24.2	597.5	424.8	768.3
11	630	3.4	22.3	545.3	387.7	701.3
12	250	2.6	11.4	318.3	154.1	368.7
13	100	1.3	4.8	126	61.1	146.7
14	100	1.2	4.6	111.5	79.3	144.3
15	100	1.3	4.8	116.2	82.6	150.5

Далее рассчитаем полную нагрузку сети, расчет производится аналогичным образом, как и для сети 0.4 кВ. Выбирается наибольшая нагрузка, к ней прибавляется надбавка от остальных нагрузок. Основной нагрузкой будет нагрузка ТП-10; от остальных нагрузок возьмем надбавки согласно [4].

$$S_{\text{шт}} = 768,3 + 340 + 267 + 525 + 500 + 570 + 291 + 115 + 106 + 115 = 3597,3 \text{ кВА.}$$

Полная нагрузка центра питания составляет 3597,3 кВА.

5.4. Выбор схемы распределительной сети

Выбор варианта схемы сети должен происходить с учётом следующих факторов: надежность схемы, категоричность электроприемников, минимум расходуемых материалов, удобство эксплуатации. Для построения оптимальной и рациональной схемы сети сравним несколько вариантов сети. Согласно такому методу, для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и уже из них, на основе технико-экономического сравнения, выбирается лучший.

Петлевой вариант схемы сравним с вариантом, основанным на использовании магистральных сетей. Варианты сети представлены на рисунках 6 и 7.

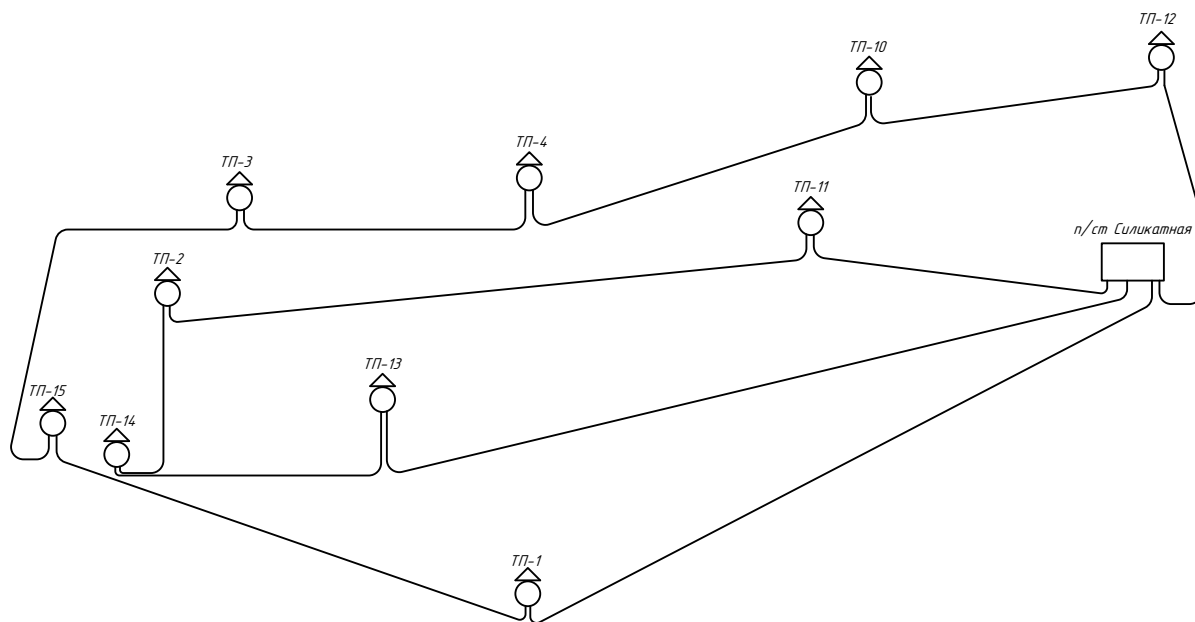


Рисунок 6 – Петлевая схема сети

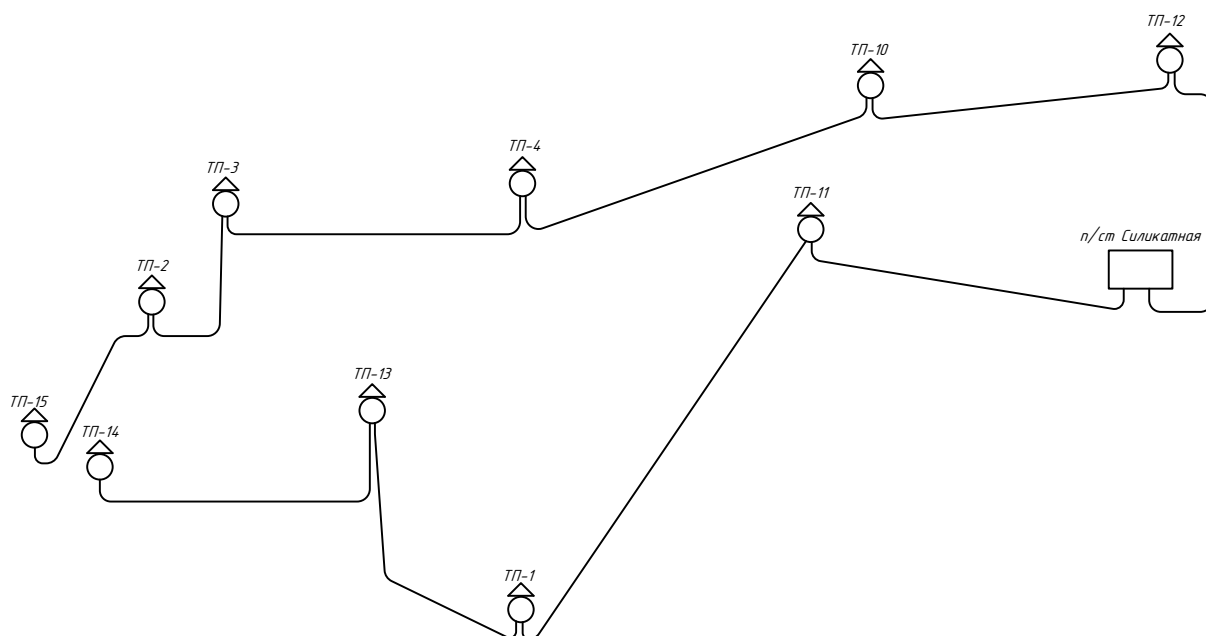


Рисунок 7 – Магистральная схема сети

5.5. Выбор типа ТП и конструктивное исполнение

Для упрощения монтажа и наиболее рациональной эксплуатации выбираем все трансформаторные подстанции комплектного типа КТПН1 2x100/10/0,4 климатического исполнения УХЛ1; каждая из подстанций комплектуется трансформаторами соответствующей мощности.

Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, устанавливаемые в селе Белогорье, должны отвечать следующим требованиям: безопасность, надежность, эстетический вид.

В качестве понижающих подстанций выбираем комплектные трансформаторные подстанции 10 кВ наружной установки КТПН. Данные КТПН комплектуются трансформаторами мощностью от 100 кВА до 1000 кВА, в зависимости от мощности трансформатора на ТП. КТПН на высокой стороне комплектуются камерами стационарного одностороннего обслуживания (КСО) марки КСО-366, на низкой стороне трансформатора устанавливаются низковольтные панели типа ЩО-70. Основные параметры и характеристики КТПН приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные параметры и характеристики КТПН

Наименование показателя	Значение
1	2
Мощность силового трансформатора, кВ·А	250, 400, 630, 1000
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6, 10
Наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	7, 2; 12
Номинальное напряжение на стороне НН, В	380
Номинальный ток сборных шин на стороне НН, А	1000, 2000
Ток термической стойкости в течение 1 с на стороне ВН, кА	16
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	25
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	Нормальная
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP 55
Степень огнестойкости по СНИП 2.01.02-85	IIIa
Масса КТПН (без трансформаторов), кг, не более:	
-однотрансформаторной	3200
-двухтрансформаторной	12000
в том числе:	
блока трансформаторов (без трансформаторов)	3500
блока НН	4000
блока ВН	4500
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
Габаритные размеры КТПН Н x L x В, мм	
-однотрансформаторной	2850x2500x4290
-двухтрансформаторной	3070x2500x6240

5.6. Расчет режимов в сети 10 кВ

Принимая во внимание опыт эксплуатации, повышенную надежность и безопасность для дальнейшего рассмотрения принята петлевая схема, которая отвечает всем требованиям по надежности, цене и безопасности. А для ее корректной работы необходимо найти места разрыва (точки потокораздела). Места разрыва отвечают за обеспечение экономически целесообразного режима, соответствующего режиму минимума потерь электроэнергии, или приближенного к нему в нормальных режимах работы сети. Точки деления в петлевых сетях выбираются на основе определения экономически целесообразного потокораспределения и только в аварийных режимах сети, учитывая точки повреждения сети, питание переключается на петлевой режим с резервированием. Размыкаются те участки линий, для которых модуль потока мощности наименьший. На рисунке 8 приводится общая упрощенная схема для нахождения точек потокораздела. По данной схеме находятся точки потокораздела для каждой петли.

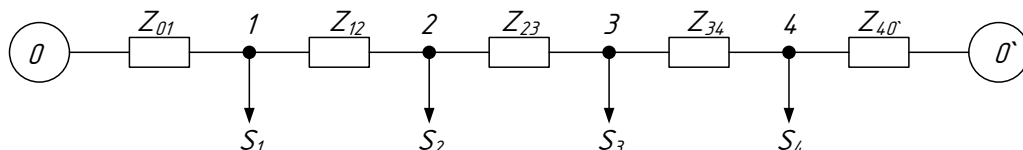


Рисунок 8 – Общая схема сети

Находится точка потокораздела в петле П/С Силикатная-ТП11-ТП2-ТП14-ТП13-П/С Силикатная. Схема сети и исходные данные для нахождения потокораздела приводятся на рисунке 9.

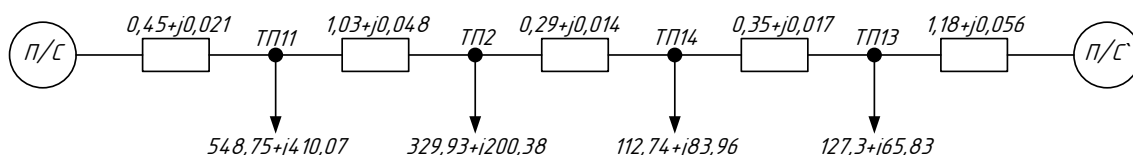


Рисунок 9 – Схема петли

П/С-ТП11-ТП2-ТП14-ТП13-П/С

Находятся потоки мощности на головных участках схемы, при этом используется допущение об отсутствии потерь мощности на участках.

$$S_{\Pi/C-\Pi\Pi1} = \frac{S_{\Pi\Pi1} \cdot Z_{\Pi\Pi1-\Pi/C}^* + S_{\Pi\Pi2} \cdot Z_{\Pi\Pi2-\Pi/C}^* + S_{\Pi\Pi4} \cdot Z_{\Pi\Pi4-\Pi/C}^* + S_{\Pi\Pi3} \cdot Z_{\Pi\Pi3-\Pi/C}^*}{Z_{\Pi/C-\Pi/C}^*}, \quad (23)$$

$$S_{\Pi\Pi1-\Pi\Pi2} = \frac{(548,7 + j \cdot 410,1) \cdot (2,8 + j \cdot 0,13) + (329,9 + j \cdot 200,3) \cdot (1,8 + j \cdot 0,08) + (112,7 + j \cdot 83,9) \cdot (1,5 + j \cdot 0,07) + (127,3 + j \cdot 65,8) \cdot (1,2 + j \cdot 0,05)}{3,3 + j \cdot 0,16} = 753,6 + j \cdot 527,3 \text{ кВА},$$

$$S_{\Pi/C-\Pi\Pi3} = \frac{S_{\Pi\Pi3} \cdot Z_{\Pi\Pi3-\Pi/C}^* + S_{\Pi\Pi4} \cdot Z_{\Pi\Pi4-\Pi/C}^* + S_{\Pi\Pi2} \cdot Z_{\Pi\Pi2-\Pi/C}^* + S_{\Pi\Pi1} \cdot Z_{\Pi\Pi1-\Pi/C}^*}{Z_{\Pi/C-\Pi/C}^*},$$

$$S_{\Pi/C-\Pi\Pi3} = \frac{(127,3 + j \cdot 65,8) \cdot (2,1 + j \cdot 0,1) + (112,7 + j \cdot 83,9) \cdot (1,7 + j \cdot 0,1) + (329,9 + j \cdot 200,4) \cdot (1,5 + j \cdot 0,07) + (548,7 + j \cdot 410,1) \cdot (0,5 + j \cdot 0,1)}{3,3 + j \cdot 0,156} = 365,2 + j \cdot 232,9 \text{ кВА},$$

Для нахождения точки потокораздела воспользуемся первым законом Кирхгофа, и найдем потоки мощности текущие по каждой линии.

$$S_{\Pi\Pi1-\Pi\Pi2} = S_{\Pi/C-\Pi\Pi1} - S_{\Pi\Pi1} = (753,6 + j \cdot 527,3) - (548,7 + j \cdot 410,1) = 204,8 + j \cdot 117,2 \text{ кВА}, \quad (24)$$

$$S_{\Pi\Pi2-\Pi\Pi4} = S_{\Pi\Pi1-\Pi\Pi2} - S_{\Pi\Pi2} = (204,8 + j \cdot 117,2) - (329,9 + j \cdot 200,4) = -125,1 - j \cdot 83,1 \text{ кВА},$$

$$S_{\Pi\Pi3-\Pi\Pi4} = S_{\Pi/C-\Pi\Pi3} - S_{\Pi\Pi3} = (365,1 + j \cdot 232,9) - (127,3 + j \cdot 65,8) = 237,8 + j \cdot 167,1 \text{ кВА},$$

$$S_{\Pi\Pi4-\Pi\Pi2} = S_{\Pi\Pi3-\Pi\Pi4} - S_{\Pi\Pi4} = (237,8 + j \cdot 167,1) - (112,7 + j \cdot 83,9) = 125,1 + j \cdot 83,1 \text{ кВА},$$

Из расчетов видно, что на участке линии ТП2-ТП14 потоки мощности меняют знак из этого следует, что точкой потокораздела является ТП2 рисунок 10.

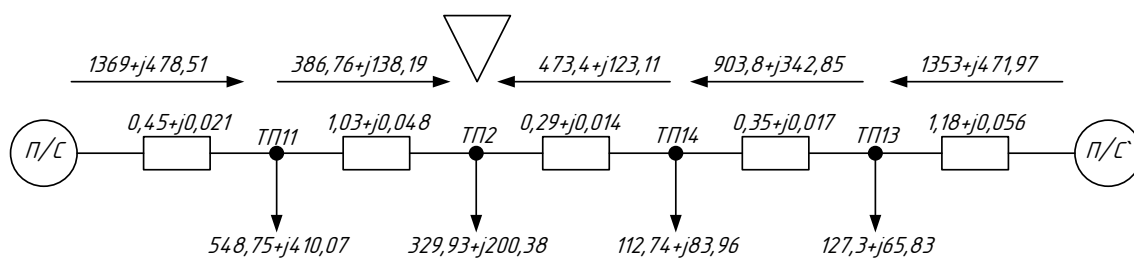


Рисунок 10 – Точка потокораздела

Расчет точки потокораздела во второй петле ведется аналогичным образом; точкой потокораздела является ТП3.

5.7 Выбор и проверка сечений линий 10 кВ

После того как мы нашли места разрыва можно перейти к выбору сечений проводников сети 10 кВ. Которые должны обеспечивать: достаточную механическую прочность, необходимые уровни напряжения, прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур, срабатывание защитных аппаратов при КЗ.

Чтобы привести систему к современным решениям по требованиям надежности и безопасности, будем проводить реконструкцию самонесущим изолированным проводом СИПЗ. Этот единственный провод, зарекомендовавший себя с положительной стороны в эксплуатации сети 6-10 кВ. Сечение линии 10 кВ выбирается по расчетному длительно допустимому току. Проверка осуществляется на термическую стойкость к токам короткого замыкания, по допустимой потере напряжения.

Произведем расчет схемы, учитывая, что в послеаварийном режиме сечение линии должно выдерживать всю нагрузку петли, поддерживая при этом допустимый уровень напряжения. Поэтому выбирается сечение на головном участке при условии питания всех потребителей по этой сети. Сечение остальных участков принимается таким же, как и на головном участке.

Находится рабочий ток, проходящий по линии при условии, что нагрузка фаз распределена равномерно:

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (25)$$

где S_p – полная расчетная мощность линии;

U_H – номинальное напряжение, кВ. $U_H=10$ кВ.

По полученному рабочему току проводится выбор сечения линии при этом должно соблюдаться условие:

$$I_{РАСЧ} \leq I_{ДОП}, \quad (26)$$

где $I_{доп}$ - длительно допустимый по условиям нагрева ток линии;

Расчет производится на примере петли П/С-ТП11-ТП2-ТП14-ТП13-П/С.

ТП11: $P=548,7$ кВт; $Q=410,1$ кВар;

ТП2: $P=329,9$ кВт; $Q=200,4$ кВар;

ТП14: $P=112,7$ кВт; $Q=83,9$ кВар;

ТП13: $P=127,3$ кВт; $Q=65,8$ кВар;

Рабочая мощность находится по формуле полного квадрата:

$$\begin{aligned} S_p &= \sqrt{\left(\sum_{n=1}^n P_{ТП}\right)^2 + \left(\sum_{n=1}^n Q_{ТП}\right)^2} = \\ &= \sqrt{(P_{ТП21} + P_{ТП20} + P_{ТП20А} + P_{ТП20Б})^2 + (Q_{ТП21} + Q_{ТП20} + Q_{ТП20А} + Q_{ТП20Б})^2} = \\ &= \sqrt{(548,7 + 329,9 + 112,7 + 127,3)^2 + (410,1 + 200,4 + 83,9 + 65,8)^2} = \\ &= 1353 \text{ кВА}, \end{aligned}$$

Рабочий ток находится по формуле 15:

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{1353}{10 \cdot \sqrt{3}} = 78,1 \text{ А},$$

Проверяем рабочий ток по отношению к длительно допустимому:

$$78.1 \leq 245 A.$$

Выбираем провод марки СИП-3 с длительно допустимым током 370 А, сечением 95 мм². Остальные линии выбираются аналогичным способом и для них выбираем такое сечение и провод, результаты расчета заносятся в таблицу 12.

Таблица 12 – Выбор сечений линий

Маршрут КЛ	S _p	I _{расч}	I _{дл.доп.}	Марка и сечение линии
1	3	4	5	6
П/С-ТП11-ТП2-ТП14-ТП13-П/С	1353	78.115	370	СИП-3 (3x95)
П/С-ТП12-ТП10-ТП4-ТП3-ТП15-ТП1-П/С	2920	168.59	370	СИП-3 (3x95)

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяется напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 13-109-97 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое –10 %.

Потеря напряжения в линиях 10 кВ, определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{1}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \sum P_m \cdot l_m + x_0 \cdot \sum Q_m \cdot l_m) \cdot 100\%, \quad (27)$$

где P_m – активная мощность в ответвлении в точке m линии, кВт;

l_m – длина линии от ЦП до точки m , км;

U_n - номинальное напряжение, кВ;

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

Расчет выполняется на примере петли П/С-ТП11-ТП2-ТП14-ТП13-П/С. Точкой потокораздела является ТП2.

Проверим отклонение напряжения в сети П/С-ТП11-ТП2, проверка выполняется по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{1}{10000} \cdot (0,3 \cdot (548,7 \cdot 0,7 + 329,9 \cdot 1,6) + 0,03 \cdot (410,1 \cdot 0,7 + 200,4 \cdot 1,6)) \cdot 100\% = 3,1 \%,$$

Проверим отклонение напряжения в сети П/С-ТП13-ТП14:

$$\Delta U = \frac{1}{10000} \cdot (0,32 \cdot (127,3 \cdot 1,8 + 112,7 \cdot 0,6) + 0,03 \cdot (65,8 \cdot 1,9 + 83,9 \cdot 0,6)) \cdot 100\% = 3,8 \%,$$

Отклонение напряжения не превышает нормально допустимое отклонение в соответствии с ГОСТ 13-109-97. Аналогично производится расчет для другой петли, результаты расчета заносятся в таблицу 13.

Таблица 13 – Проверка отклонения напряжения

Маршрут КЛ	Марка и сечение кабеля	ΔU , %
1	2	3
П/С-ТП11-ТП2	СИП-3 (3x95)	3,1
П/С-ТП13-ТП14	СИП-3 (3x95)	3,8
П/С-ТП12-ТП10-ТП4	СИП-3 (3x95)	3,3
П/С-ТП1-ТП15-ТП3	СИП-3 (3x95)	4,5

Из таблицы 13 видно, что отклонение напряжения, не превышает 5% во всех линиях.

Перед тем как выбирать электрооборудование на ТП, необходимо проверить выбранные сечения на термическую стойкость к токам КЗ. Расчетное сечение провода при протекании тока КЗ должно быть меньше сечения провода, чтобы провод был термически устойчив к токам КЗ.

Проверяем линию П/С Силикатная-ТП11-ТП2.

Также, чтобы провод был термически устойчив к токам КЗ, расчётная температура кабеля при протекании тока КЗ должна быть не выше допустимой для материала изоляции кабеля, которая определяется в справочной литературе [20].

Определим минимальное сечение проводов выдерживающее действие токов КЗ:

$$S_{\text{терм}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (28)$$

где C_T – температурный коэффициент для изолированных проводов принимается равным $65 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$;

B_K – интеграл Джоуля находится по формуле:

$$B_K = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot t_{\text{П}}, \quad (29)$$

где $t_{\text{П}}$ – приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,045с), с учётом ступени селективности 0,5с;

$$B_{\text{КТП1}} = 8220^2 \cdot (0.01 + 0.5 + 0.045) = 37500462 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{КТП2}} = 5690^2 \cdot (0.01 + 0,5 + 0,5 + 0.045) = 34156785 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{термТП1}} = \frac{\sqrt{37500462}}{65} = 94,2 \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{термТП2}} = \frac{\sqrt{34156785}}{65} = 89,9 \text{ мм}^2,$$

Выбранные сечения проходят по термическому воздействию токам КЗ. Для остальных линий расчет проводится аналогичным образом, результаты расчетов сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Термически стойкое и фактическое сечение проводников

Линия	Ток КЗ, кА	Минимальное сечение проводов по термической стойкости, мм ²	Выбранное сечение проводов, мм ²
1	2	3	4
П/С - ТП13	6,2	70,6	95
П/С – ТП13 - ТП14	5,6	88,5	95
П/С - ТП11	8,2	94,2	95
П/С – ТП11 - ТП2	5,7	89,9	95

П/С - ТП12	9,5	86,7	95
П/С – ТП12 - ТП10	9,1	83,5	95
П/С – ТП12 – ТП10 - ТП4	8,5	88	95
П/С - ТП1	9,7	75,1	95
П/С – ТП1 - ТП15	7,8	89,4	95
П/С – ТП1 – ТП15 - ТП3	6,7	76,8	95

Сечения линий выдерживают термическое действие токам короткого замыкания.

5.8. Компенсация емкостных токов на землю

Для населенного пункта Белогорье применим распределительную сеть 10 кВ с изолированной нейтралью. Эксплуатация сети с изолированной нейтралью имеет ряд преимуществ, например, при возникновении однофазного замыкания на землю, позволяет не отключать потребителей, так как треугольник линейных напряжений не искажается. Изолированная нейтраль делает сеть более безопасной и с точки зрения работы эксплуатационного персонала, так как токи замыкания на землю имеют невысокие показатели. При этом, изолированная нейтраль накладывает повышенные требования на изоляцию электрооборудования. При возникновении однофазных замыканий на землю напряжение на неповрежденных фазах длительно повышается до линейного, соответственно, изоляция оборудования должна выдерживать данные режимы без повреждений. При горении перемежающейся дуги кратность перенапряжений может достигать значительных величин, что часто может привести к переходу однофазного замыкания в двух, или даже трехфазное и, как следствие, к отключению потребителя.

Рассчитаем величину емкостного тока замыкания на землю, это необходимо, чтобы решить вопрос о целесообразности установки дугогасящих реакторов, которые необходимы для уменьшения величины емкостного тока.

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется [7] пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_K}{150}, \quad (30)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_K – суммарная длина воздушных линий, км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{10 \cdot 12,8}{150} = 0,8 \text{ А.}$$

Максимально допустимый ёмкостной ток для линий напряжением 10 кВ составляет 10 А. Исходя из этого, можно сделать вывод, что компенсация ёмкостных токов не требуется.

5.9. Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети

Принятие решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности. Так как параметры ТП в двух вариантах внешнего электроснабжения населенного пункта Белогорье одинаковые, нужно произвести сравнение данных вариантов на основе технико-экономических показателей ВЛ.

Капиталовложения в линии определим по существующим на данное время ценам с учетом монтажных работ. В таблице 15 приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**]:

Таблица 15 – Стоимость проводов СИП-3 и его монтажа

Сечение, мм ²	k_0 , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИП, тыс.руб./км
95	129,492	47

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

Таблица 16 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм ²	l, км	К, тыс. руб.
1 Вариант петлевая схема		
95	28,87	1356,98
95	15,29	718,63
Всего:		2075,61
2 Вариант магистральная схема		
95	42,41	1993,27
95	22,94	1078,18
Всего:		3071,45

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э + И_{DW} \quad (31)$$

где $И_a$ – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_э$ – суммарные затраты на эксплуатацию и обслуживание сети;

$И_{DW}$ – затрат на технологический расход электроэнергии.

Для определения эксплуатационных издержек, и качественного сравнения вариантов определим капиталовложения некоторых уже существующих сетей:

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_a = \frac{К}{T_{сл}} \quad (32)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для СИП принимается $T_{сл}=15$ [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_э = a_э * К \quad (33)$$

где $a_э$ – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $a_э=0,85\%$ [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$И_{DW} = C_0 * DW \quad (34)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 1974,24$ руб/МВт·ч, [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

DW – потери электроэнергии в сети, примем усредненные в 3% от потребляемой мощности.

Таблица 17– Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
I_a , тыс. руб.	138,4	204,8
I_3 , тыс. руб.	17,9	26,4
I_{dw} , тыс. руб.	51922,5	56463,3
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	52078,7	56694,4

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E * K + I \quad (35)$$

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

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$$Z_{ср.г1} = 52286,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{ср.г2} = 57001,6 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 9 %, поэтому выбираем первый вариант.

6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

6.1. Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Расчет ведется по формулам и методике представленным в инструкции [21]. Расчет токов короткого замыкания необходим, чтобы правильно выбрать силовое оборудование. Для согласования и корректной работы релейной защиты и автоматики. А также, для проверки чувствительности срабатывания релейной защиты, токовых катушек автоматических выключателей.

Составляем расчетную схему для расчетов токов КЗ для П/С-ТП11-ТП2-ТП14-ТП13-П/С рисунок 11. Для другой петли расчет ведется аналогично. Расчетной схемой для сети 10 кВ является схема от шин подстанции Силикатная до шин ТП.

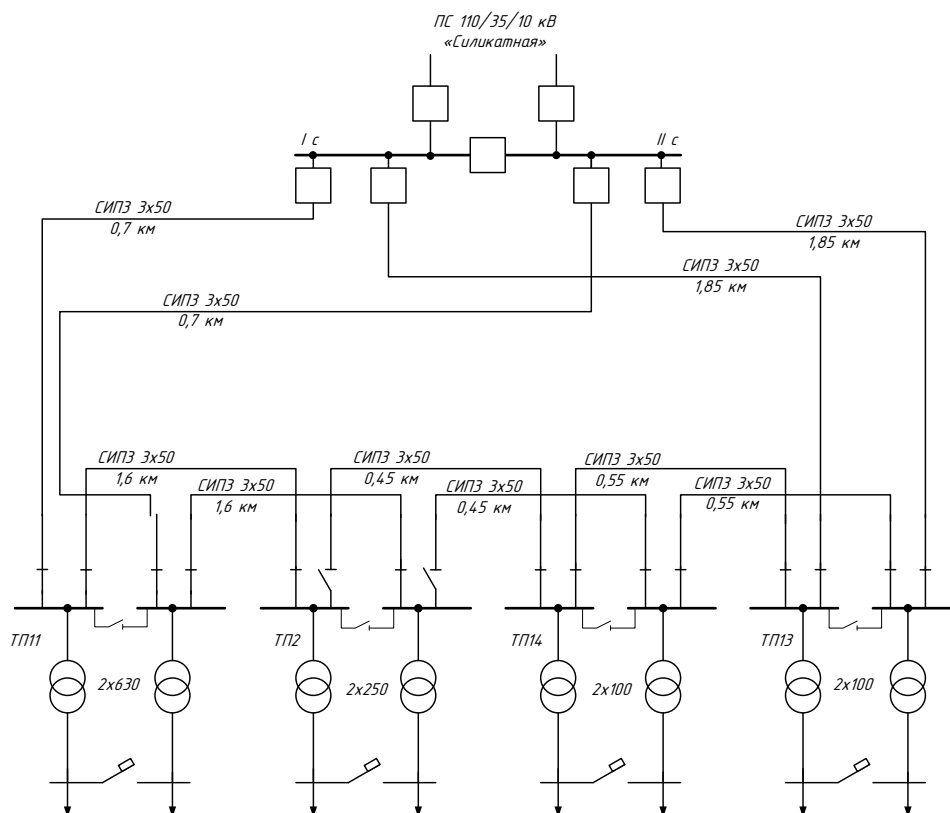


Рисунок 11 – Расчетная схема для нахождения токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения сети - рисунок 12. Схема замещения — это расчетная схема, под которой понимают, упрощенную однолинейную схему с указанием всех элементов электроустановки и их

параметров, которые влияют на величину тока КЗ, а потому, должны быть учтены при выполнении расчетов.

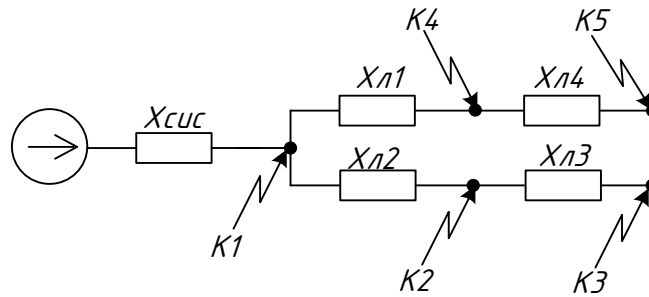


Рисунок 12 Схема замещения

Расчет ведется в относительных единицах с приближённым приведением, дабы упростить его и придать ему обобщённый характер, большую наглядность. Выбираем базисную ступень напряжения и базисную мощность. За базисное напряжение удобно брать напряжение той ступени, где произошло КЗ. Базисное напряжение берем $1,05 \cdot U_{ном}$. Базисную мощность удобнее брать из ряда чисел, кратных 10, или, как мощность, наиболее часто встречающуюся в схеме.

Выбираем:

$$S_B = 100 \text{ МВА} - \text{базисная мощность};$$

$$U_{BI} = 115,5 \text{ кВ} - \text{базисное напряжение};$$

$$U_{BII} = 10,5 \text{ кВ} - \text{базисное напряжение};$$

Находим базисный ток для разных уровней напряжения:

$$I_{BI} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{BI}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115,5} = 0,5 \text{ кА}, \quad (36)$$

$$I_{BII} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{BII}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА},$$

Приближённо сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя, т.е.:

$$X_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 40} = 1,6, \quad (37)$$

где $I_{отк}$ – отключающая способность выключателя на головном участке сети
 $I_{отк}=40$ кА.

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л}^* = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{1}{n_{ц}} \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (38)$$

где L - длина линии,

$n_{ц}$ - число цепей;

$X_{уд}$ - удельное сопротивление линии, Ом/км.

$$X_{л1}^* = 0,03 \cdot 0,7 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,1 \text{ о.е.},$$

$$X_{л2}^* = 0,03 \cdot 1,85 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,3 \text{ о.е.},$$

$$X_{л3}^* = 0,03 \cdot 0,55 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,1 \text{ о.е.},$$

$$X_{л4}^* = 0,03 \cdot 1,6 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,2 \text{ о.е.},$$

Активные сопротивления линии находятся по аналогичной формуле.

$$R_{л1}^* = 0,641 \cdot 0,7 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,2 \text{ о.е.},$$

$$R_{л2}^* = 0,641 \cdot 1,85 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,5 \text{ о.е.},$$

$$R_{л3}^* = 0,641 \cdot 0,55 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,2 \text{ о.е.},$$

$$R_{л4}^* = 0,641 \cdot 1,6 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,5 \text{ о.е.},$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{E_*^{//}}{Z_*} \cdot I_B, \quad (39)$$

где Z — полное сопротивление до точки короткого замыкания.

$$Z_* = \sqrt{(\sum x_{Л} + x_{сист})^2 + (\sum r_{Л})^2}, \quad (40)$$

где $\sum r_{Л}$ — активное сопротивление провода до точки короткого замыкания, в нашем случае основное допущение номер 6 не действует, потому что разница между индуктивным и активным сопротивлениями линии в данном случае меньше 3;

$\sum x_{д}$ — реактивное сопротивление провода до точки короткого замыкания;

$x_{сист}$ — реактивное сопротивление системы.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)}, \quad (41)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_k^{(3)}, \quad (42)$$

где $K_{уд}$ — ударный коэффициент, который определяется по формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (43)$$

где T_a — постоянная времени затухания, определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum \cdot r}, \quad (44)$$

Рассчитывается ток короткого замыкания в точке К1, схема для расчета показана на рисунке 13.

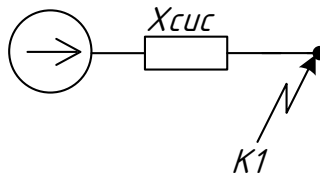


Рисунок 13 – Схема для расчета точки К1

Полное сопротивление схемы до точки К1:

$$Z = X_{\text{сист}} \text{ о.е.},$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_k^{(3)} = \frac{E_*^{//}}{Z_*} \cdot I_B = \frac{1}{1,6} \cdot 0,5 = 0,3 \text{ кА},$$

Находится ток двухфазного КЗ:

$$I_{k.\text{мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,3 = 0,3 \text{ кА},$$

Находится постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x_{L1} + x_C}{\omega \cdot r_{L1}} = \frac{0,7 + 1,6}{314} = 0,0073,$$

Ударный коэффициент:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0073}} = 1,254,$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,254 \cdot 0,315 = 0,6 \text{ кА},$$

Для остальных точек короткого замыкания расчет производится аналогично. Для простоты и удобства расчетов, приведем рассчитанные токи короткого замыкания к напряжению 10 кВ. Основные параметры рассчитанных токов приводятся в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Постоянная времени затухания, с	Ударный коэффициент	Ударный ток, кА
1	2	3	4	5	6
К1 на П/С	11,3	9,8	0,0051	1,1	16,1
К2 на ТП13	6,16	5,3	0,003	1,1	9,1
К3 на ТП14	5,6	4,8	0,0024	1,1	8,03
К4 на ТП11	8,2	7,1	0,0078	1,3	14,8
К5 на ТП2	5,7	4,9	0,0025	1,1	8,2
К6 на ТП12	9,5	8,2	0,017	1,6	20,7
1	2	3	4	5	6
К7 на ТП10	9,1	7,9	0,01	1,4	17,7
К8 на ТП4	8,5	7,3	0,0062	1,2	14,4
К9 на ТП1	9,7	8,4	0,006	1,2	16,5
К10 на ТП15	7,8	6,8	0,004	1,2	11,6
К11 на ТП3	6,7	5,8	0,003	1,3	9,7

6.2. Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ

Если мощность КЗ на стороне ВН трансформатора $S_{к.сис} \geq 25S_{ном}$, то периодическая составляющая тока КЗ будет неизменной. Это соотношение выполняется в большинстве случаев.

Считают, что КЗ в сетях до 1 кВ питается от системы с неограниченной мощностью, т.е. периодическая составляющая тока КЗ неизменна в течение всего времени существования режима КЗ формула 45.

$$I_{шт}^{(3)} = I_K^{(3)}, \quad (45)$$

При расчетах токов КЗ в установках напряжением до 1 кВ нужно учитывать:

- активные и индуктивные сопротивления проводов, кабелей и шин (длиной 10, 15 м и более); токовых катушек расцепителей автоматических выключателей; переходных контактов аппаратов; первичных обмоток многовитковых трансформаторов тока;

- активные и индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- переходные сопротивления в месте КЗ.

Расчетная точка трехфазного КЗ в установках напряжением до 1 кВ — непосредственно за автоматическим выключателем трансформатора.

Расчетная точка однофазного КЗ в установках напряжением до 1 кВ — конечная точка шинпровода, защищенного выключателем трансформатора.

Токи КЗ рассчитываются по упрощенной расчетной схеме 14 и схеме замещения 15.

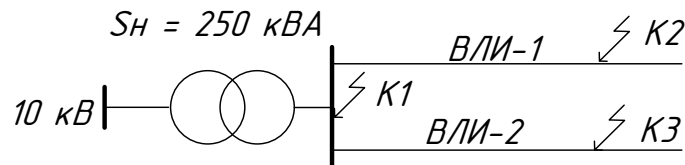


Рисунок 14 – Упрощенная схема для расчетов тока КЗ

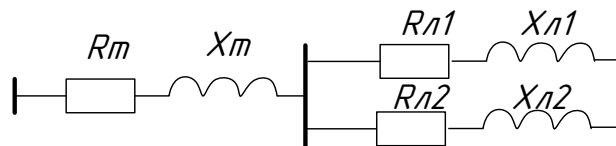


Рисунок 15 – Упрощенная схема замещения

Расчет параметров цепи и токов КЗ в установках напряжением до 1 кВ производится в именованных единицах.

Сопротивления в сети напряжением до 1 кВ рассчитывают в МОм.

Сопротивления силовых трансформаторов рассчитываются по формулам 30, 31, 32.

$$Z_T = \frac{(u_k / 100) \cdot U^2}{S_{T,ном}} = \frac{(5.5/100) \cdot 380^2}{250} = 31.7 \text{ МОм}, \quad (46)$$

$$R_T = \frac{\Delta P_K U^2}{S_{T,ном}^2} = \frac{4.1 \cdot 380^2}{250^2} = 9.5 \text{ МОм}, \quad (47)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{31.77^2 + 9.47^2} = 33.2 \text{ МОм}. \quad (48)$$

Сопротивления токопровода (шин) от трансформатора к автоматическому выключателю принимают ориентировочно: $R_{III} = 0,5$ мОм; $X_{III} = 2,25$ мОм.

Приблизительные значения сопротивлений X_a , R_a катушек расцепителей максимального тока автоматических выключателей, первичных сопротивлений $X_{T.T}$, активных переходных сопротивлений контактов R_K , $R_{T.T}$ обмоток трансформаторов тока класса точности 1, возьмем из таблиц 2.69...2.71 [27].

Суммарные сопротивления цепи трехфазного КЗ за автоматическим выключателем трансформатора определяют по следующим формулам:

$$R_{\Sigma}^{(3)} = R_T + R_{III} + R_a + R_K + R_{T.T} = 9.47 + 0.5 + 0.28 + 0.6 + 0.42 = 11.3 \text{ мОм}, \quad (49)$$

$$X_{\Sigma}^{(3)} = X_T + X_{III} + X_a + X_{T.T} = 33.15 + 2.25 + 0.28 + 0.67 = 36.4 \text{ мОм}, \quad (50)$$

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{(R_{\Sigma}^{(3)})^2 + (X_{\Sigma}^{(3)})^2} = \sqrt{11.27^2 + 36.35^2} = 38.1 \text{ мОм}, \quad (51)$$

Рассчитаем ток 3-х фазного короткого замыкания в точке К1. Действующее значение периодической слагающей тока трехфазного КЗ без учета влияния непосредственно присоединенных асинхронных двигателей:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}^{(3)}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 38.1} = 5.8 \text{ кА}, \quad (52)$$

Ударный ток трехфазного КЗ от системы:

$$i_{y.c}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{y.c} \cdot I_K^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.2 \cdot 5.76 = 9.8 \text{ кА},$$

где $k_{y.c}$ — ударный коэффициент, определяемый из табл. 2.73 [21].

Расчетная точка однофазного КЗ напряжением до 1 кВ — конечная точка шинпровода, защищаемого данным выключателем, так как для выбора установок тока срабатывания расцепителя автоматического выключателя на

головном участке шинпровода нужно определить наименьший возможный в данной сети ток однофазного КЗ.

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (53)$$

где $R_{\Sigma 1}$, $X_{\Sigma 1}$, $R_{\Sigma 0}^{(1)}$, $X_{\Sigma 0}^{(1)}$ — соответственно активные и реактивные сопротивления прямой и нулевой последовательностей петли фаза-нуль.

Определим активные и реактивные сопротивления линий для точки К2 по формулам 54, 55.

$$R_{L1} = R_0 \cdot L = 0.443 \cdot 0.6 = 0.3 \text{ Ом}, \quad (54)$$

$$X_{L1} = X_0 \cdot L = 0.03 \cdot 0.6 = 0.02 \text{ Ом}, \quad (55)$$

Сопротивление обратной последовательности всех имеющихся элементов равно сопротивлению прямой последовательности. Сопротивление нулевой последовательности системы равняется нулю. Реактивное и активное сопротивление линий принимаются равными:

$$X_{0л} = 3,5 \cdot X_{L1} = 3,5 \cdot 0.018 = 0.06 \text{ Ом},$$

$$R_{0л} = 10 \cdot R_{L1} = 10 \cdot 0.27 = 2.7 \text{ Ом},$$

$$R_{0\Sigma} = R_T + R_{III} + R_a + R_K + R_{T.T} + R_{0л} = 9.47 + 0.5 + 0.28 + 0.6 + 0.42 + 2.7 = 13.9 \text{ Ом}.$$

$$X_{0\Sigma} = X_T + X_{III} + X_a + X_{T.T} + X_{0л} = 33.15 + 2.25 + 0.28 + 0.67 + 0.063 = 36.4 \text{ Ом}.$$

Суммарные активные и реактивные сопротивления прямой последовательности равны сумме сопротивлений всей схемы.

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_T + R_{III} + R_a + R_K + R_{T.T} + R_{L1} = 9.47 + 0.5 + 0.28 + 0.6 + 0.42 + 0.27 = 11.5 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma}^{(1)} = X_T + X_{III} + X_a + X_{T.T} + X_{L1} = 33.15 + 2.25 + 0.28 + 0.67 + 0.018 = 36.4 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного КЗ в точке К2 равен:

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 380}{\sqrt{(2 \cdot 11.54 + 13.97)^2 + (2 \cdot 36.37 + 36.41)^2}} = 5.7 \text{ кА}.$$

Аналогичным образом находим ток однофазного короткого замыкания для точки К3.

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 380}{\sqrt{(2 \cdot 11.54 + 13.97)^2 + (2 \cdot 36.37 + 36.41)^2}} = 5.7 \text{ кА}.$$

Проверим выбранные сечения линий на действие к току КЗ.

Найдем минимальное сечение провода по термической стойкости:

$$B_{KIII1} = 5700^2 \cdot (0.01 + 0.5) = 16569900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{термIII1}} = \frac{\sqrt{16569900}}{65} = 62,625 \text{ мм}^2.$$

Выбранные сечения проходят по термическому воздействию токам КЗ.

7. РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1. Проверка напряжения питающей сети 110 кВ

Подстанция Силикатная питается по сети 110 кВ от подстанции Благовещенская. Необходимо проверить, насколько существующее напряжение соответствует потребляемым нагрузкам. Возможно, целесообразно будет перевести на более низкое, или более высокое напряжение. При этом также необходимо учитывать, что с увеличением номинального напряжения сети возрастают затраты на ее сооружение (включая стоимость подстанций), но зато за счет уменьшения потерь энергии снижаются годовые эксплуатационные расходы.

Номинальное напряжение определяется протяженностью электрической сети и передаваемой по сети электрической мощностью. Номинальное напряжение выбирается по эмпирическим формулам. В данной выпускной квалификационной работе воспользуемся формулой Илларионова (56) чтобы определить оптимальный уровень питающего напряжения.

$$U_{урп.е} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{i,j}} + \frac{2500}{P_{i,j}}}}, \quad (56)$$

где $L_{i,j}$ – длина питающей линии в км;

$P_{i,j}$ – мощность подстанции МВА;

Для более точного определения напряжения воспользуемся данными контрольных замеров, полученных от специалистов эксплуатирующих данные сети Благовещенский РЭС, для того чтобы посчитать мощность подстанции Силикатная. Длину питающей линии тоже возьмем из однолинейной схемы ВЛ 110 кВ. Длина линии составляет 28.1 км. Питание осуществляется от подстанции Благовещенская, которая имеет напряжения 220/110/35 кВ. Мощность подстанции равняется 9,5 мВА.

Рациональное напряжение в проектируемой сети по формуле, кВ:

$$U_{TЭС.В} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28,1} + \frac{2500}{9,1}}} = 58.5 \text{ кВ.}$$

Округлим значение до ближайшего целого напряжения $U_H = 110$ кВ.

Таким образом, делаем выводы о нецелесообразности замены существующего уровня напряжения.

7.2. Проверка сечений линии 110 кВ

Для электрических сетей и линий электропередачи высокого класса напряжения применяются сталеалюминевые провода.

Проверку сечения проводов ВЛ 110 кВ Благовещенская-Силикатная проведем с учетом технико-экономических показателей; механической прочности проводов воздушных линий; пропускной способности сечения провода по нагреву в послеаварийных условиях; условий образования короны (отсутствие заметных потерь мощности на корону при хороших погодных условиях и относительно небольших годовых потерь энергии).

При выборе сечения проводов электрической сети нужно учитывать оптимальное соотношение между капитальными затратами на сооружение новой линий, растущими с увеличением сечения проводов, и расходами, связанными с потерями энергии, уменьшающимися при увеличении сечений проводов.

В настоящее время сечение проводов ВЛЭП выбираются по экономическим токовым интервалам. Для этого требуется определить расчетное значение тока текущего по линии:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max} , \quad (57)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации (принимая равным 1.05 согласно []).

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы ($K_{M.C} = 1$).
Значение α_T принимаю равным 0.9

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{HEСК}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}}, \quad (58)$$

где $P_{i,j}$ – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{\text{HEСК},i,j}$ – поток некомпенсированной реактивной мощности текущей по линии зимой.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{95^2 + 30,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,262 \text{ кА},$$

$$I_p = 1,05 \cdot 0,9 \cdot 0,262 = 0,248 \text{ кА}.$$

Получаем сечение линии по длительно допустимому току равное 95 мм² существующий провод марки АС сечением 120 мм² удовлетворяет текущим потребностям и создает возможности роста существующих нагрузок.

7.3. Проверка силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Силикатная

Мощности трансформаторов на ПС Силикатная в нормальных условиях эксплуатации должны обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Также, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с данной вероятностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция Силикатная питает потребителей указанных

категорий, на ней требуется установить не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически этого можно достигнуть путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60-70 % максимальной нагрузки подстанции.

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{P,i} = \frac{\sqrt{P_{CP,i}^2 + Q_{HECK,i}^2}}{n \cdot K_{3,i}}, \quad (59)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимая равным 0.7);

P_{CP} – среднее значение активной мощности в зимний период;

Q_{HECK} – некомпенсированная мощность в зимний период.

Расчетная мощности трансформаторов на подстанции Силикатная, МВА:

$$S_{P,A} = \frac{\sqrt{9,5^2 + 3,1^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,1 \text{ МВА},$$

Полученное значение расчетной мощности округляем до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора, следовательно, будут установлены два трансформатора мощностью 10 МВА типа ТДТН-10000/110-76У1 [26].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{HECK}^2}}{n \cdot S_{TP}^{НОМ}}, \quad (60)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0.5 до 0.75.

На подстанции значение коэффициента загрузки составляет:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{9,5^2 + 3,05^2}}{2 \cdot 10} = 0,5,$$

В послеаварийном режиме работы предполагается, что один из трансформаторов выведен из строя.

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{НЕСК}^2}}{(n-1) \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \leq 1,4,$$

$$K_{3.А}^{П.А} = \frac{\sqrt{9,5^2 + 3,05^2}}{(2-1) \cdot 10} = 1 \leq 1,4.$$

Если есть незначительное превышение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме, необходимо выполнить разгрузку трансформатора за счет отключения потребителей третьей категории.

7.4. Выбор и проверка оборудования 10 кВ на ПС 110 кВ Силикатная

Распределительное устройство 10 кВ собрано из комплектных распределительных устройств (КРУ). Выбираем КРУ К-129 производства Мосэлектроцит со встроенными выключателями. Выбор оборудования производится по номинальному напряжению и току.

Ток в утяжеленном режиме находится по формуле:

$$I_{н/а} = \frac{1,4 \cdot S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \text{ кА}, \quad (61)$$

Производится проверка на термическую стойкость выключателя к токам КЗ:

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (62)$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ, нужно определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для произвольного момента времени:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot \beta_n, \quad (63)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n=40\%$.

Значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ находится по формуле:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \cdot e^{-\frac{0,025}{T_a}} \text{ кА}, \quad (64)$$

Значение номинального термического импульса находится по формуле:

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (65)$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости, кА;

$t_{терм}$ - время протекания КЗ, 3 с.

7.4.1. Выбор и проверка секционного выключателя

Выбираем секционный выключатель, который должен будет обеспечивать автоматический ввод резерва в случае исчезновения питания на одной из секций шин. Мощность, пропускаемая через секционный выключатель равна мощности каждой секции шин в отдельности, то есть половине полной мощности РУ 10 кВ.

Рабочий ток для выключателя равен:

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 2,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,2 \text{ кА},$$

Выбирается вакуумный выключатель марки ВВЭ-10-20/630У3, привод выключателей выбираем электромагнитный, с номинальным рабочим током равным 630 А [26].

Производится проверка на термическую стойкость выключателя к токам КЗ:

$$B_K = 11,3^2 \cdot (0,055 + 0,0021 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 266,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Расчет номинального значения апериодической составляющей для момента времени τ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,4 = 5,7 \text{ кА},$$

Расчет апериодической составляющей в отключаемом токе в момент времени τ :

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,34 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,0051}} = 3,1 \text{ кА},$$

Значение номинального термического импульса находится по формуле:

$$B_{Kном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Таблица 19 – Проверка секционного выключателя

Справочные данные ВВЭ-10-20/630У3	Условия выбора	Расчётные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{a.ном} = 5,7 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_K$ $I_{откл} \geq I_{п.о}$ $i_{a.ном} \geq i_{ат}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 173 \text{ А}$ $i_{уд} = 16,1 \text{ кА}$ $B_K = 266,8 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{п.о} = 11,3 \text{ кА}$ $i_{ат} = 3,1 \text{ кА}$

7.4.2. Выбор и проверка выключателя на отходящих присоединениях

Выключатель проверяется в послеаварийном режиме, когда все ТП будут питаться от одной секции шин. Производится расчет самой нагруженной петли в схеме, на П/С-ТП12-ТП10-ТП4-ТП3-ТП15-ТП1-П/С. Мощность, передаваемая по линии равна 2,921мВА. Рабочий ток для выключателя равен:

$$I_p = \frac{2,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,2 \text{ кА},$$

Выбирается вакуумный выключатель марки ВВЭ-10-20/630У3, выбираем электромагнитный привод выключателей, с номинальным рабочим током равным 630 А. Так как у данной марки вакуумного выключателя ток 630 А является минимальным номинальным рабочим током.

Производится проверка на термическую стойкость выключателя к токам КЗ:

$$B_K = 9,5^2 \cdot (0,055 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,017) = 185,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Расчет номинального значения апериодической составляющей для момента времени τ :

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,4 = 5,7 \text{ кА},$$

Расчет апериодической составляющей в отключаемом токе в момент времени τ :

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,46 \cdot e^{\frac{0,025}{0,017}} = 3,1 \text{ кА},$$

Значение номинального термического импульса находится по формуле:

$$B_{K\text{ном}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

На остальных отходящих присоединениях устанавливаются выключатели такой же марки. Это связано с тем, что данный номинальный рабочий ток является минимальным, а данная петля имеет максимальный рабочий ток. Токи короткого замыкания в остальной части схемы не превышают номинальный ток отключения данного выключателя марки ВВЭ-10-20/630У3.

Таблица 20 – Проверка выключателя отходящих линий

Справочные данные ВВЭ-10-20/630У3	Условия выбора	Расчётные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 5,7 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{дин} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к}$ $I_{откл} \geq I_{п.о}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 186 \text{ А}$ $i_{уд} = 20,7 \text{ кА}$ $B_{к.} = 185,4 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{п.о} = 9,5 \text{ кА}$ $i_{ат} = 3,1 \text{ кА}$

7.4.3. Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки, и сопоставлении ее с номинальной нагрузкой, а также, проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

Выбор трансформаторов тока производится по конструкции и классу точности. Класс точности зависит от сопротивления вторичной нагрузки, сопротивление нагрузки Z_2 выбирается по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (66)$$

где Z_2 – номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Выберем трансформатор тока по вторичной нагрузке. Так как индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, мы можем ограничиться подсчетом только активных сопротивлений. Расчетная нагрузка складывается из сопротивления последовательно включенных приборов, соединительных

проводов и контактов. Обычно сопротивление контактов принимают равным 0.1 Ом [28]. Вторичная нагрузка определяется по формуле:

$$r_2 = r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}, \quad (67)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}, \quad (68)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Для того чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (69)$$

откуда:

$$r_{\text{ПР}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (70)$$

Зная $r_{\text{пр}}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}}, \quad (71)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, $\rho = 0.028$ Ом·мм²/м;

$l_{\text{РАСЧ}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, для распределительных устройств составляет, 6 м;

В качестве соединительных проводников применяются контрольные кабели. Их сопротивление зависит от материала и сечения жилы, схемы включения измерительных приборов и длины трассы. По условию механической

прочности сечение алюминиевых жил — не менее 2,5 мм². Если в число подключаемых измерительных приборов входят счетчики, предназначенные для денежных расчетов, то минимальные сечения жил увеличивают до 4 мм² для алюминиевых жил. Сечения проводников выбираем в соответствии с требованиями точности измерения, но не меньше минимального сечения, которое удовлетворяет требованию механической прочности. Поскольку почти все трансформаторы тока и трансформаторы напряжения подключены к расчетным счетчикам, выбираем для всех измерительных приборов класс точности 0,5. Нагрузка вторичных цепей трансформатора тока показана в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-335	-	0.5	-

Рассчитывается нагрузка трансформаторов тока на секционном выключателе. Выбирается трансформатор тока марки ТОЛ-10 с номинальным первичным током 400 А. Номинальная нагрузка трансформатора, при классе точности 0.5, составляет 15 В·А.

Сопротивление приборов для трансформатора на вводе 10 кВ:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом},$$

Допустимое сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} = 0,6 - 0,02 - 0,1 = 0,48 \text{ Ом},$$

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,028 \cdot 6}{0,48} = 0,35 \text{ мм}^2,$$

По условию механической прочности выбираем сечение провода равное 4 мм². Выбирается провод марки АКРКГ с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов вычисляется по формуле:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,028 \cdot 6}{4} = 0,042 \text{ Ом},$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = 0,042 + 0,02 + 0,1 = 0,162 \text{ Ом},$$

Термическая и динамическая стойкость для трансформатора тока проверяется по токам короткого замыкания в точке КЗ на шинах РП.

$$B_K = 11,3^2 \cdot (0,055 + 0,0021 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 266,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ А}^2 \cdot \text{с}. \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 22 – Проверка трансформатора тока на секционном выключателе

Справочные данные	Условия выбора	Расчетные данные
ТОЛ-10		
1	2	3
U _н = 10 кВ	U _р ≤ U _н	U _н = 10 кВ
I _н = 400А	I _р ≤ I _н	I _р = 123 А
Z _н = 0,6 Ом	Z _{нр} ≤ Z _н	Z _{нр} = 0,2 Ом
B _{кн} = 2500 кА ² с	B _{кр} ≤ B _{кн}	B _{кр} = 266,8 кА ² с
i _{дин} = 100 кА	i _{уд} ≤ i _{дин}	i _{уд} = 16,1 кА

Рассчитаем нагрузку трансформаторов тока на питающей линии. Выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10, с номинальным первичным током 200 А. Номинальная нагрузка трансформатора, при классе точности 0.5, составляет 15 В·А.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С

1	2	3	4	5
Амперметр	Э8030-М1	-	1,5	-
Ватметр	Ц 301/1	0.5		0.5
Варметр	Ц 301/1	0.5		0.5
ИТОГО		1	1,5	1

Сопротивление приборов для трансформатора на вводе 10 кВ:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} = \frac{3,5}{25} = 0,1 \text{ Ом},$$

Допустимое сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} = 0,6 - 0,14 - 0,1 = 0,4 \text{ Ом},$$

Определяем сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПР}}} = \frac{0,028 \cdot 6}{0,36} = 0,5 \text{ мм}^2,$$

По условию механической прочности выбирается сечение провода равное 4 мм². Выбирается провод марки АКРКГ с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов вычисляется по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,028 \cdot 6}{4} = 0,1 \text{ Ом},$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{\text{нагр}} = 0,042 + 0,14 + 0,1 = 0,3 \text{ Ом},$$

Термическая и динамическая стойкость для трансформатора тока проверяем по токам короткого замыкания в точке КЗ на шинах КРУ.

$$B_{\text{К}} = 11,3^2 \cdot (0,055 + 0,0021 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,5) = 266,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ A}^2 \cdot \text{с. кА}^2\text{с};$$

Таблица 24 – Проверка трансформатора тока на вводе в КРУ

Справочные данные ТОЛ-10	Условия выбора	Расчетные данные
1	2	3
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{н}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$	$I_{\text{р}} = 169 \text{ А}$
$Z_{\text{н}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{\text{нр}} \leq Z_{\text{н}}$	$Z_{\text{нр}} = 0,3 \text{ Ом}$
$B_{\text{кн}} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$	$B_{\text{кр}} = 266,8 \text{ кА}^2\text{с}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{уд}} = 20,7 \text{ кА}$

7.4.5. Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения и отделения релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются по номинальному напряжению первичной обмотки, схеме соединения обмоток, классу точности.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (72)$$

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

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

Для упрощения расчетов нагрузка приборов не разделяется по фазам, нагрузка приборов находится по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (73)$$

Приблизительно, без учета схемы включения приборов, $S_{2,\text{расч}}$ можно определить по выражению:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{дон}}, \quad (74)$$

Нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения показана в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТН на одну секцию шин

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр (сборные шины)	Э8030М1	5	1	1	0	1	5	-
Счетчик АЭ	СР 3020	3.6 Вт	2	0.38	0.925	1	18	43.8
Счетчик РЭ	СР 3020	3.6 Вт	2	0.38	0.925	1	18	43.8
Итого:							41	87,6

Полная мощность вторичной обмотки равна активной мощности установленных приборов. $S=96,72 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Выбирается трансформатор НАМИ-10-95 УХЛ2 [29].

Проверка выбора трансформатора производится в таблице 26.

Таблица 26 – Проверка трансформатора напряжения

Справочные данные	Условия выбора	Расчетные данные
1	2	3
$U_{\text{НТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НТ}} \geq U_{\text{Н}}$	$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$
$S_{\text{Н}} = 300 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\text{Н}} \geq S_{\text{Р}}$	$S_{\text{Р}} = 96,72 \text{ В}\cdot\text{А}$

7.5. Заземление и молниезащита подстанции Силикатная

Подстанции Силикатная относятся к особым объектам с ограниченной опасностью. Последствия от удара молнии могут быть самыми различными: пожары, травмы людей и животных, механические повреждения, повреждения силового электрооборудования. Удары молнии особенно опасны для информационных систем, систем управления, и контроля. Схематичное расположение оборудования на подстанции Силикатная показано на рисунке 16.

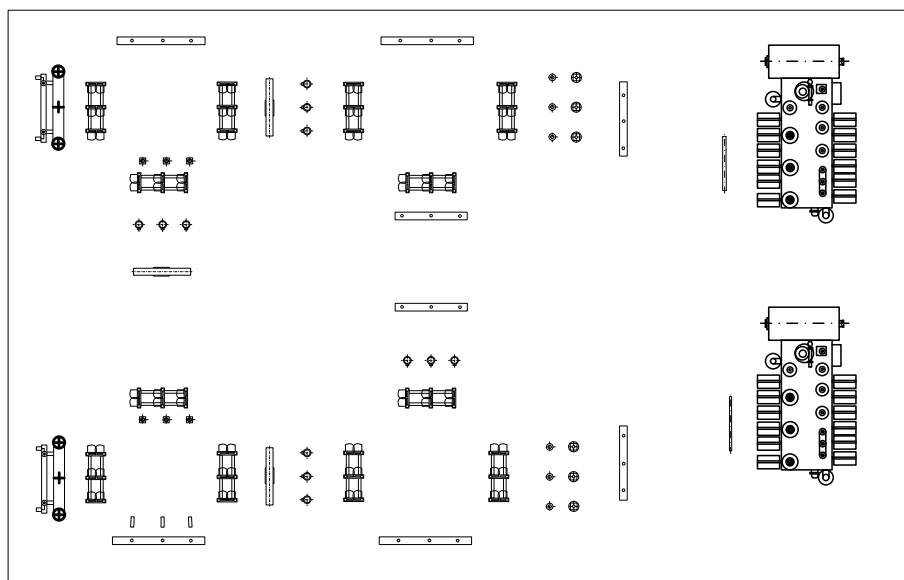


Рисунок 16 – Расположение оборудования на подстанции

Для подстанций минимально допустимый уровень надежности защиты от прямых ударов молнии установлен в пределах 0,9 - 0,99. Посчитаем плотность ударов молнии в землю по формуле 65 $1/(\text{км}^2 \cdot \text{год})$.

$$N_g = \frac{6.7 \cdot T_d}{100}, \quad (75)$$

где, T_g – средняя продолжительность гроз в часах, определенная по региональным картам интенсивности грозовой деятельности [17] и равняется 50.

$$N_g = \frac{6.7 \cdot T_d}{100} = \frac{6,7 \cdot 50}{100} = 3,4 \text{ } 1/(\text{км}^2 \cdot \text{год}),$$

Подсчитаем ожидаемое количество N поражений молнией в год по формуле для сосредоточенных зданий и сооружений по формуле 66.

$$N = 9 \cdot \pi \cdot h^2 \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (76)$$

где h — наибольшая высота здания или сооружения, м;

n — среднегодовое число ударов молнии в месте нахождения здания или сооружения.

$$N = 9 \cdot \pi \cdot 7 \cdot 3,35 \cdot 10^{-6} = 0,7 \cdot 10^{-3},$$

7.5.1 Защита подстанции от прямых ударов молнии

Защиту подстанции выполним оптимальным методом с использованием одиночных стержневых молниеотводов, таких как металлические фермы порталов и опор.

Работа молниеотвода основана на свойстве молнии поражать прежде всего наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Таким образом, защищаемое здание должно быть более низким по сравнению с молниеотводом, так оно практически никогда не будет поражаться молнией. Всеми своими гранями и оконечностями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; надежность защиты увеличивается по мере продвижения внутрь зоны. В зависимости от типа, взаимного расположения и количества молниеотводов, зоны защиты могут быть самых разнообразных геометрических форм.

Используем четыре отдельно стоящих молниеотвода, которые расположены по периметру подстанции таким образом, чтобы зона покрытия молниезащиты была максимальной. Высоту молниеприемников примем равной 15 м от уровня земли.

Стандартной зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой h является круговой конус высотой $h_0 < h$, вершина которого совпадает с вертикальной осью молниеотвода. Габариты зоны определяются двумя параметрами: высотой конуса h_0 и радиусом конуса на уровне земли r_0 .

Определим высоту, и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода по формуле 77:

$$h_0 = 0,7 \cdot h, \quad (77)$$

$$r_0 = 0,6 \cdot h, \quad (78)$$

где h - высота молниеотвода (м).

$$h_0 = 0,7 \cdot 15 = 10,5 \text{ м},$$

$$r_0 = 0,6 \cdot 15 = 9 \text{ м};$$

Горизонтальные координаты боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта. Защищаемый объект - шинный портал высотой 7 м.

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{9 \cdot (10,5 - 7)}{10,5} = 3 \text{ м}, \quad (79)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

Рассчитаем параметры зоны защиты двойных стержневых молниеотводов используя формулы 80, 81 [6].

$$L_{\max} = 4,25 \cdot h \text{ м}, \quad (80)$$

$$L_C = 2,25 \cdot h \text{ м}, \quad (81)$$

где h – высота молниеотвода при условии, что они равновеликие.

$$L_{\max} = 4,25 \cdot h = 4,25 \cdot 15 = 63,7 \text{ м},$$

$$L_C = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 15 = 33,7 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами равняется 30 м, расстоянию между молниеотводами $L \leq L_C$ граница зоны не имеет провеса.

$$h_C = h_0, \quad (82)$$

Размеры горизонтальных сечений зоны вычисляются по следующим формулам, общим для всех уровней надежности защиты, длина горизонтального сечения при $h_x \leq h_c$.

$$l_x = \frac{L}{2} = \frac{30}{2} = 15 \text{ м}, \quad (83)$$

Таким образом, вычислены параметры молниезащиты и зоны их действия.

7.5.2 Расчет заземления подстанции

Определим размер площади, используемой под заземлитель. Вынесем дополнительно сетку заземлителя на 1,5 метра, для того, чтобы исключить возможность прикосновения человека, находящегося за пределами подстанции к силовому оборудованию:

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

где A - ширина территории подстанции 36 м;

B - длина территории подстанции 45 м.

$$S = (36 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 1870 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (85)$$

где R - радиус провода, принимаем равным 6 мм².

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{ПР} + S_{CP}), \quad (86)$$

где S_{CP} - средняя глубина коррозии.

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (87)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя равен 240 мес.;

a_K, b_K, c_K, d_K - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 7,11 \cdot (12 + 7,11) = 427 \text{ мм}^2,$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\Phi} = F_{КОР} + F_{T.C}, \quad (88)$$

$$F_{\Phi} = 427 + 21,5 = 448,5 \text{ мм}^2.$$

Далее видно, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Значит необходимо уточнить радиус электрода:

$$R_{\Phi} = \sqrt{\frac{F_{\Phi}}{\pi}}, \quad (89)$$

$$R_{\Phi} = \sqrt{\frac{448,5}{3,14}} = 11,9 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 12 мм.

По ниже приведенной формуле произведем расчет общей длины полос заземлителя (м):

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

где $l_{\Pi-\Pi}$ - расстояние между полосами, принимаем равным 6 м.

$$L_r = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (45+2 \cdot 1,5) + \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (36+2 \cdot 1,5) = 624 \text{ м},$$

Определим число горизонтальных полос на стороне А:

$$\frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} = 7,$$

Определим число горизонтальных полос на стороне В:

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} = \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} = 8,$$

Определяем длину горизонтальных полос, при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . При этом количество ячеек:

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

$$m = \frac{624}{2 \cdot \sqrt{1870}} - 1 = 6 \text{ м.}$$

Определяем длину стороны ячейки:

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

$$L_{я} = \frac{\sqrt{1870}}{6} = 6,97 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

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

$$L = 2 \cdot \sqrt{1870} \cdot (6+1) = 624 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

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

где a - расстояние между вертикальными электродами;

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1870}}{12} = 28,8.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 29.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Место, где расположена подстанция - пойма реки Зeya; грунты там песчанно-глинистые и щербисто-древесные.

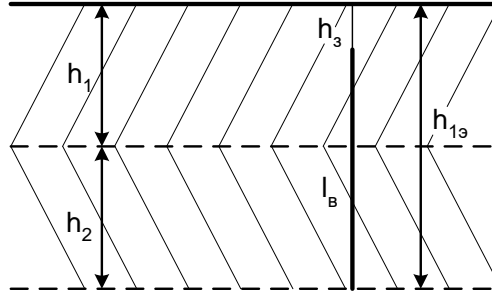


Рисунок 17 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя:

$$\rho_{1Э} = \frac{h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (95)$$

где $h_{1Э} = l_B + h_3$ - граница разделения слоев двухслойной модели;

h_3 - глубина заложения электрода (0,5...0,7 м);

$$\rho_{1Э} = \frac{5+0,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 214,1 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели определяется расчетной глубиной:

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B, \quad (96)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м}.$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя:

$$\rho_{2Э} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (97)$$

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине:

$$\rho_{2Э} = \frac{7-5,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 48,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Затем, для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

$$\frac{h_{1Э} - h_3}{l_B} = \frac{5,7 - 0,7}{5} = 1,$$

$$\frac{\rho_{1Э}}{\rho_{2Э}} = \frac{214,12}{48,8} = 4,4.$$

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (98)$$

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{146,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)}\right) = 35,2 \text{ Ом.}$$

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_{\Gamma}}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (99)$$

где $b = 2 \cdot d$ ширина полосы полосового заземлителя.

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{146,4}{2 \cdot 43,5} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 43,5}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,7}}\right) = 9,8 \text{ Ом.}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{СТ}} = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (100)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из-за взаимного экранирования (0,75).

$$R_{\text{СТ}} = \frac{35,2 \cdot 9,8}{0,75 \cdot (29 \cdot 9,8 + 15 \cdot 35,2)} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется:

$$R_{\text{ИВ}} = \alpha_{\text{И}} \cdot R_{\text{ЭВ}}, \quad (101)$$

где $\alpha_{\text{И}}$ - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода 1).

Сложный заземлитель, состоящий из n однотипных элементов:

$$R_{\text{И}} = \frac{R_0}{n \cdot \eta}, \quad (102)$$

где R_0 - сопротивление единичного заземлителя (вертикального или горизонтального);

$$R_{IB} = \frac{35,2 \cdot 1}{29 \cdot 0,75} = 1,6 \text{ Ом.}$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{L_0 \cdot I_{\Gamma}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (103)$$

где τ_{ϕ} - длительность фронта тока молнии, $I_M = 60$ кА $\tau_{\phi} = 2$ мкс;

L_0 - индуктивность заземлителя на единицу длины, мкГн/м:

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{l_{\Gamma}}{r} - 0,31), \quad (104)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{43,5}{0,01} - 0,31) = 1,61 \text{ мкГн/м,}$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,61 \cdot 43,5}{3 \cdot 2 \cdot 9,8} = 2,19,$$

$$R_{II} = \frac{9,8 \cdot 2,19}{15 \cdot 0,75} = 1,9 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = \frac{R_{II} \cdot R_{IB}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{II} + n_{\Gamma} \cdot R_{IB})}, \quad (105)$$

$$R_{II} = \frac{1,908 \cdot 1,618}{0,75 \cdot (29 \cdot 1,908 + 15 \cdot 1,618)} = 0,2 \text{ Ом.}$$

Полученное значение R_{II} сравнивается с предельно допустимым сопротивлением 0,5 Ом, после чего делаем вывод о приемлемости данного вида заземления [6].

7.6. Выбор оборудования в трансформаторных подстанциях в населенном пункте Белогорье

Оборудование в трансформаторных подстанциях устанавливается в соответствии с требованиями своего времени и наиболее надежное из существующих. С точки зрения надежности - чем проще, тем надежнее. Так, для защиты трансформаторов на высокой стороне устанавливаются предохранители.

7.6.1. Выбор предохранителей 10 кВ

Выбор предохранителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

- по длительному току:

$$I_{рмах} \leq I_{ном} ,$$

Проверяют предохранители по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл ном} ,$$

Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию:

$$I_{ном.пл.вс.} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} , \quad (106)$$

Номинальный ток плавкой вставки округляем до ближайшего большего стандартного значения.

Выбираются предохранители для трансформаторов с номинальной мощностью 250 кВ·А; для упрощения расчетов будем проверять предохранители на ТП с минимальным значением тока КЗ, на шинах всех ТП

ток КЗ не превышает значения 10 кА, поэтому на все предохранители выбираем номинальный ток отключения 12,5 кА.

Ток плавкой вставки предохранителя:

$$I_{\text{ном.пл.вс.}} = \frac{327,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 18,9 \text{ А,}$$

Принимается предохранитель типа ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ.

Данный тип предохранителя подходит.

Таблица 27 – Выбор предохранителей на трансформаторы 100 кВА

Справочные данные	Условия выбора	Расчётные данные
ПКТ101-10-10-12,5УЗ		
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 10 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$I_{\text{рmax}} = 7,9 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{по}} = 5,6 \text{ кА}$

Производится выбор предохранителя на трансформаторы с номинальной мощностью 250 кВА. Результаты выбора и проверки заносятся в таблицу 28.

Таблица 28 – Выбор предохранителей на трансформаторы 250 кВА

Справочные данные	Условия выбора	Расчётные данные
ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ		
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 31,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$I_{\text{рmax}} = 18,9 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{по}} = 5,7 \text{ кА}$

Производится выбор предохранителя на трансформаторы с номинальной мощностью 400 кВА. Результаты выбора и проверки заносятся в таблицу 29.

Таблица 29 – Выбор предохранителей на трансформаторы 400 кВА

Справочные данные	Условия выбора	Расчётные данные
ПКТ102-10-40-12,5УЗ		
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 40 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$I_{\text{рmax}} = 34,2 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{по}} = 8,5 \text{ кА}$

Производится выбор предохранителя на трансформаторы с номинальной мощностью 630 кВА. Результаты выбора и проверки заносим в таблицу 30.

Таблица 30 – Выбор предохранителей на трансформаторы 630 кВА

Справочные данные	Условия выбора	Расчётные данные
ПКТ102-10-40-12,5УЗ		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 40 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{рmax} = 36,1 \text{ А}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$	$I_{по} = 6,7 \text{ кА}$

7.6.2. Выбор выключателей нагрузки

Выбор и проверка выключателей нагрузки производим аналогично выбору выключателей по той же методике. Выбираем выключатели нагрузки для ТП номинальной мощностью 250 кВА.

Рабочий ток для выключателя равен:

$$I_p = \frac{327,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 18,9 \text{ А},$$

Выбирается выключатель нагрузки марки ВНАп-10/630-20з, с номинальным рабочим током равным 630 А.

Производится проверка на термическую стойкость выключателя к токам КЗ:

$$B_K = 9,5^2 \cdot (0,055 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,017) = 185,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Расчет номинального значения апериодической составляющей для момента времени τ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 80 \cdot 0,4 = 45,3 \text{ кА},$$

Расчет апериодической составляющей в отключаемом токе в момент времени τ :

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,46 \cdot e^{\frac{0,025}{0,017}} = 3,1 \text{ кА},$$

Значение номинального термического импульса находится по формуле:

$$B_{\text{кном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Таблица 31 – Проверка выключателя нагрузки

Справочные данные	Условия выбора	Расчётные данные
ВНАП-10/630-20з		
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $B_{\text{к.ном}} = 992,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{\text{откл}} = 80 \text{ кА}$ $i_{\text{а.ном}} = 45,3 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{п.о}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 18,9 \text{ А}$ $B_{\text{к}} = 185,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{\text{п.о}} = 9,46 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 3,1 \text{ кА}$

Ставим аналогичные выключатели нагрузки на остальные ТП.

8. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ ПС СИЛИКАТНАЯ

Для надежной и правильной работы силового оборудования ПС 110 кВ Силикатная, примем меры по предупреждению повреждения оборудования подстанции и распределительной сети, а также оперативному выводу из схемы поврежденного участка сети. Для этого используются так называемые вторичные цепи. А именно, цепи релейной защиты, автоматики и сигнализации. В условиях цифровизации современного общества отдадим предпочтение микропроцессорным защитам. Микропроцессорные устройства очень быстро занимают место устаревших электромеханических и микроэлектронных реле, основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше, чем у микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96-0,97 [29].

Мировыми лидерами в производстве устройств РЗА являются европейские концерны ALSTOM, SIEMENS и ABB. Общей для них является тенденция все большего перехода на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют довольно высокую стоимость, впрочем, она окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью. Микропроцессорную аппаратуру выпускают и другие фирмы: GE, Multilin, SEL.

Одно из наиболее простых и понятных средств защиты - защита от перенапряжений, связанная с коммутациями оборудования, или набегаящими по ВЛ волнами от попадания молнии.

8.1. Выбор ограничителей перенапряжения

Основное средство для снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования КРУ - нелинейные ограничители перенапряжения (ОПН).

При выборе ОПН учитывается, что в сетях с изолированной нейтралью при замыканиях на землю одной из фаз, на двух других фазах устанавливается линейное напряжение. Определяется расчетная величина рабочего напряжения:

$$U_{расч} = \frac{U_{\max\text{ раб}}}{K_B} = \frac{12}{1,33} = 9,1 \text{ кВ}, \quad (107)$$

Определяется импульсный ток, протекающий через ОПН:

$$I_k = \frac{U - U_{осм}}{Z_B} = \frac{150 - 45}{0,23} = 546,5 \text{ А}, \quad (108)$$

где Z_B – волновое сопротивление линии, по которой набегают электромагнитная волна;

Окончательный выбор ОПН заключается в нахождении энергии поглощаемой ограничителем:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{осм}}{Z_B} \cdot U_{осм} \cdot 2 \cdot T \cdot n = \frac{150 - 45}{0,23} \cdot 45 \cdot 2 \cdot \frac{2,6}{1,5 \cdot 10^8} \cdot 20 = 0,014, \quad (109)$$

где T – время распространения волны:

n – количество последовательных токовых импульсов, 20;

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН, кВт/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \quad (110)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{0,014}{10} = 0,00014.$$

Выбирается ОПН марки ОПНп -10/12,7/10/1 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ.

8.2. Выбор системы оперативного тока

Для корректной работы оборудования на подстанции 110 кВ, освещения, оперирования выключателями, работы защит, передачи информации, используется независимый источник электрической энергии – оперативный ток. Он не зависит от поставляемой по сети 110 кВ электроэнергии и может организовать переключение с одного питания на другое.

Оперативный ток используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, а также, для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов.

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источники постоянного оперативного тока - аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН) [29].

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, питаемые переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

На подстанции Силикатная есть собственная аккумуляторная батарея и применен постоянный оперативный ток. Так как нет необходимости в полной переделке собственных нужд и оперативного тока, будем применять для дальнейших расчетов релейной защиты и оперирования выбранными выключателями отходящих линий 10 кВ существующую систему постоянного тока.

8.3. Виды и типы релейной защиты, применяемые на ПС Силикатная

В сетях 10 кВ с изолированной нейтралью на воздушных линиях электропередач с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, максимальная токовая направленная защита [29]. На линиях 10 кВ мы предусматриваем указатели протекания токов короткого замыкания.

Защита линий 10 кВ от замыканий на землю, выполняется с действием на сигнал. Производится расчет защиты линии на примере ТП11.

Для защиты отходящего фидера применим микропроцессорный блок F 650 фирмы GE Multilin.

F 650 – это устройство для защиты, управления, измерения, контроля, и регистрации, подходящее для различных применений, таких как основная защита линии передачи распределения и резервная защита трансформаторов, шин, батарей конденсаторов и т.п.

Терминал F 650 включает в себя следующие основные функции:

1. Максимальная токовая защита (МТЗ) отключает фидер при превышении тока уставки с выдержкой времени. Токовая отсечка отключает фидер без выдержки времени при появлении в сети больших токов короткого замыкания. При включении выключателя и после работы АПВ на время 0,5с. ускорение МТЗ вводится автоматически, при этом время МТЗ уменьшается до 0 с;
2. Токовая отсечка (ТО) от междуфазных КЗ и замыканий на землю;
3. Защита от повышения и снижения напряжения нулевой последовательности;
4. Защита от тепловой перегрузки;
5. Защита от замыканий на землю работает на сигнал.

Определим величину тока уставки МТЗ для линии П/С-ТП11-ТП2:

Определим номинальный ток, $I_{\text{ном}}$ линии, мощность 1070 кВА, длина линии 2,3 км.

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}}, \quad (111)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность протекающая по линии, кВА;

U_{cp} – среднее напряжение цепи, кВ.

$$I_{\text{ном}} = \frac{1070}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 58,8 \text{ А,}$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{з}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (112)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равен 1,3;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент самозапуска, равен 1,25;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, равен 0,95;

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{1,3 \cdot 1,25}{0,95} \cdot 58,84 = 100,7 \text{ А},$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср.реле}} = \frac{I_{\text{ср.з}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (113)$$

где $K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, равен 60;

$$I_{\text{ср.реле}} = \frac{100,65}{60} = 1,7 \text{ А},$$

Определяется чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К}}^{(2)} \cdot 0,87}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{4930 \cdot 0,87}{100,7} = 4,4 \geq 1,5, \quad (114)$$

где $I_{\text{К}}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного КЗ на шинах противоположной по отношению к защите подстанции.

8.4. Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ

Производится выбор защиты для ТП11. Для защиты трансформаторов в ТП со стороны 10 кВ применяем предохранители. При условии обеспечения селективности работы с защитами смежных элементов. Плавкие

предохранители выполняют роль автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока.

В соответствии с [17] на двухобмоточных трансформаторах устанавливаются:

1. Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах - применяют токовую отсечку.

2. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений на трансформаторах с односторонним питанием - максимальная токовая защита без пуска или с пуском минимального напряжения (при недостаточной чувствительности без пуска напряжения), которая устанавливается со стороны питания.

3. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой - токовая защита, выполняемая с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.

4. Для сигнализации о повышении температуры масла ставится термосигнализатор с действием на сигнал.

Расчёт токовой отсечки

Понижающие трансформаторы с напряжением 10 кВ, мощностью до 6,3 МВА должны быть оборудованы токовой отсечкой, при условии обеспечения ею достаточной чувствительности защиты ($k_{\text{ч}} \geq 2$).

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{сам}}}{K_B} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1.25 \cdot 2}{0.8} \cdot 36,79 = 114,9 \text{ А}, \quad (115)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ - первичный номинальный ток;

K_n - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{\text{сам}}$ - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

K_B - коэффициент возврата, принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Ток срабатывания отсечки по условию селективности выбирается по выражению:

$$I_{c.o} \leq k_n \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,3 \cdot 8,22 = 10,6 \text{ кА}, \quad (116)$$

где $I_{к.макс}^{(3)}$ - максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенное к стороне высшего напряжения, то есть к месту установки защиты.

k_n - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2 – 1,3;

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{ср.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{cx}}{n_m} = 114,99 \cdot \frac{1}{40} = 2,8 \text{ А},$$

где k_{cx} - коэффициент схемы (при схеме соединения трансформаторов тока в звезду $k_{cx} = 1$; в треугольник и на разность фаз $k_{cx} = \sqrt{3}$);

n_m - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Проверяется чувствительность токовой отсечки при двухфазном КЗ на выводах высшего напряжения защищаемого трансформатора. Минимальный коэффициент чувствительности можно рассчитать по выражению:

$$k_{\dot{c}} \geq k_{\dot{c}}' \cdot \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = 1 \cdot \frac{7120}{1060} = 6,7,$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ - ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка;

$k_{\dot{c}}'$ - коэффициент, учитывающий расчетный вид и место КЗ, схему соединений трансформаторов тока и реле.

Выбор максимальной токовой защиты

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{c.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{раб.маx} = \frac{1.25 \cdot 2}{0.8} \cdot 36,79 = 114,9 \text{ А}, \quad (117)$$

где $I_{раб.маx}$ - первичный номинальный ток, согласно таблице 2;

K_n - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{сам}$ - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

K_B - коэффициент возврата принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Коэффициент чувствительности:

$$K_q = \frac{I_{КЗ}^{(2)} \cdot 0.87}{I_{c.з.}} = \frac{7120 \cdot 0,87}{114,9} = 5,4 \geq 1.5, \quad (118)$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{c.з.МТЗ} = t_{np\ max} + \Delta t = 0.7 + 0.5 = 1.2 \text{ с}, \quad (119)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.р.} = K_{cx} \cdot \frac{I_{c.з.}}{n_{ТА}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 114,99}{40} = 4,9 \text{ А}. \quad (120)$$

8.5. Автоматика

Средства автоматике и телеуправления - неотъемлемая часть диспетчерского управления энергетическими системами; они обеспечивают возможность осуществления непрерывного контроля над работой энергосистем и оперативного руководства выработкой и распределением электрической энергией.

В первую очередь они используются для сбора информации о режимах работы, состоянии основного коммутационного оборудования, изменений при возникновении аварийных режимов или состояний, а также для контроля за выполнением распоряжений по производству переключений (плановых,

ремонтных, оперативных) или ведению режимов эксплуатационным персоналом.

Телесигнализация используется для отображения положения и состояния основного коммутационного оборудования на диспетчерских пунктах.

Телеизмерения обеспечивают передачу основных электрических и технологических параметров.

Оперативное управление в электрических сетях осуществляется оперативно-диспетчерской службой.

В нашем случае средства телемеханики предусматриваются на подстанции Силикатная в следующем объеме:

1) Телеуправления коммутационным оборудованием, имеющим существенное значение для работы подстанций в схеме сети (обычно исполнительные органы, осуществляющие управление объектом, обладают дискретной природой и имеют малое число возможных состояний, например, «включено» - «выключено», «замкнуто» - «разомкнуто»);

2) Телесигнализации положения коммутационного оборудования подстанций (обычно, система телесигнализации передает сведения о дискретных состояниях контролируемых объектов, например, «включено» - «выключено»);

3) Аварийно-предупредительной телесигнализации:

- работа защиты – один общий сигнал,
- авария трансформатора (работа газовой и дифференциальной защит на отключение) – один сигнал для всех трансформаторов,
- ненормальная работа трансформатора (сигнализация о перегрузке, работа первой ступени газовой защиты, перегрев, понижение уровня масла) – один сигнал с трансформатора,
- земля на секции 35 кВ – один сигнал с секции,
- неисправность на подстанции (неисправность во вторичных цепях, попадание напряжения на подстанции, выход из строя стабилизатора питания) – один общий сигнал,

4) Телеизмерения по вызову (тока трансформатора, тока отходящих линий напряжением 10 и 35 кВ, напряжения на шинах 35 и 10 кВ).

Система учета активной и реактивной электроэнергии дает возможность определить количество энергии, отпущенной подстанциями непосредственно потребителям, а также, определить потери энергии в трансформаторах и сетях при ее распределении и контролировать установленные режимы потребления энергии.

Для осуществления учета активной энергии счетчики устанавливаются на всех повышающих и понижающих трансформаторах, для учета пропускаемой через трансформатор энергии (на понизительных трансформаторах счетчики устанавливаются со стороны низшего (среднего) напряжения, на всех отходящих линиях 10 кВ.

Счетчики реактивной энергии устанавливаются: на понижающих трансформаторах со стороны среднего и низшего напряжения, на отходящих линиях 10 кВ, в том случае, если на этих линиях установлены счетчики активной энергии для расчета с потребителями.

Вся информация о системе для обеспечения удобства и простоты эксплуатации сводится в автоматизированную систему диспетчерского управления, которая представляет собой совокупность технических средств и информационно-математического обеспечения, которые используются при диспетчерском управлении на основе ЭВМ. Техника, что используется для создания АСДУ, программное обеспечение и принципы построения системы позволяют учесть особенности сети или схемы.

Основная цель учета электроэнергии в энергосистемах - контроль объемов ее производства и потребления, а также получение достоверной информации для решения следующих технико-экономических задач:

- финансовые расчеты за электроэнергию на межгосударственном уровне, между энергоснабжающими предприятиями и потребителями, а также между энергосистемами республики;

- контроль соблюдения лимитов и договорных величин мощности и

электропотребления;

- определение и планирование выработки и потерь электроэнергии на всех классах напряжения;

- определение и планирование удельных расходов топлива на электростанциях;

- определение себестоимости выработки, передачи и распределения электроэнергии.

Система учета призвана обеспечивать определение количества электроэнергии:

- выработанной генераторами электростанций;

- потребленной на производственные нужды (раздельно) электростанций и подстанций;

- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанций непосредственно к потребителю;

- потребленной на производственные нужды энергосистемы;

- переданной в другие энергосистемы или полученной от них;

- отпущенной потребителю из электрической сети;

- поступившей в электрические сети различных классов напряжения;

- переданной по транзитным линиям (отдельно в каждом напряжении);

переданной на экспорт и полученной по импорту.

9. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы, которые касаются безопасности проведения мероприятий на ПС Силикатная 110/35/10 кВ, дается оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации [2].

9.1 Безопасность

При эксплуатации подстанции Силикатная 110/10 кВ, и распределительной сети 10-0,4 кВ возможны следующие опасные факторы:

- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям;
- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям обычно не находящимся под напряжением;
- влияние электромагнитного поля на организм;
- поражение электрическим током при работе с неисправным инструментом и средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- поражение обслуживающего персонала, находящегося в зоне растекания электрического тока при замыкании на землю;
- возможность падения персонала с высоты;
- возможность поражения персонала при проведении коммутационных операций.

Для предотвращения влияния данных факторов на персонал, необходимо предусматривать следующие мероприятия:

- персонал должен действовать согласно ПТБ [19]; при работе в электроустановках персонал должен ежегодно проверяться на знания по технике безопасности;

- при невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля необходимо применить экранирование рабочих мест: экраны над переходами, вертикальные экраны между выключателями на ОРУ 110 кВ, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, съёмные экраны при ремонтных работах;

- установка заземляющего контура, заземление и зануление оборудования;

- соблюдение расстояний до токоведущих частей;

- применение надлежащей изоляции, а в отдельных случаях – повышенной;

- надежное и быстродействующее автоматическое отключение частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети, в том числе защитное отключение;

- выравнивание потенциалов;

- применения разделительных трансформаторов;

- применения напряжений 42 В и ниже переменного тока частотой 50 Гц и 110 В и ниже постоянного тока;

- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;

- пожаро- и взрывобезопасность электроустановок, содержащих маслонаполненные аппараты и кабели, а также электрооборудования, покрытого и пропитанного маслами, лаками, битумами и т.п., должна обеспечиваться в соответствии с требованиями ПУЭ. При сдаче в эксплуатацию указанные электроустановки должны быть снабжены противопожарными средствами и инвентарем в соответствии с действующими положениями;

- выполнение организационно-технических мероприятий для безопасного проведения работ.

Организация охраны труда на подстанции.

К работе по обслуживанию ПС должны допускаться лица, не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными к выполнению вышеуказанной работы, имеющие профессиональное специальное образование и практический стаж работы в электрических установках высокого напряжения

не менее 1 года. В виде исключения к оперативному обслуживанию ПС могут быть допущены лица, из числа грамотных практиков, имеющих стаж работы на электрических станциях, подстанциях и в распределительных сетях не менее 3-х лет, после проверки их общеобразовательной и технической подготовки квалификационной комиссией, в состав которой должен входить ИТР ПС.

Каждый, вновь принятый работник РДС, ОВБ, допускаемый к обслуживанию ПС, перед допуском к самостоятельной работе обязан пройти в сроки, установленные руководством предприятия:

- первичный инструктаж;
- необходимую теоретическую подготовку по утвержденной программе;
- производственное обучение на рабочем месте (стажировку);
- проверку знаний действующих правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ) и правил техники безопасности (ПТБ) при эксплуатации электрических установок, инструкций по охране труда, правил пожарной безопасности;
- исполнение обязанностей под наблюдением дежурного на рабочем месте (дублирование);
- противоаварийную и противопожарную тренировки.

После проверки знаний персонал РДС, ОВБ, который готовится к обслуживанию ПС, получает удостоверения, где указывается присвоенная группа по электробезопасности и право на выполнение работ по обслуживанию ПС, после чего персонал допускается к дублированию. Во время дублирования за все действия дублера, отвечают в равной степени как работник, ответственный за дублирование так и сам дублер.

Приступает к самостоятельной работе персонал на основании соответствующего приказа. Самостоятельно работающие диспетчер РДС, электромонтеры ОВБ по обслуживанию ПС должны иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

Персонал РДС, ОВБ, обслуживающий ПС должен проходить в процессе работы:

- противоаварийные и противопожарные тренировки не реже 1 раза в квартал и полугодие соответственно;
- повторные инструктажи (не реже 1 раза в месяц);
- проверку знаний ПТЭ и ППБ (не реже 1 раза в 3 года);
- проверку знаний ПТБ (не реже 1 раза в год);
- медицинский осмотр (1 раз в 2 года);
- обучение на курсах повышения квалификации (не реже 1 раза в 5 лет).

При изменении ПТБ, ПТЭ, ППБ и других руководящих документов, устанавливающих порядок безопасной эксплуатации электрических установок, при нарушениях работниками требований безопасности труда, которые могут привести к травме, аварии, взрыву или пожару, при перерывах в работе более чем на 30 календарных дней - проводится внеплановый инструктаж.

9.2 Экологичность

В основном влияние электросетевых объектов на окружающую среду связано с изъятием участков земли под опоры ВЛ и площадки подстанций (ПС). Полоса земли под ВЛ в пределах установленной охранной зоны не изымается у землепользователей и может быть использована для сельскохозяйственных и других нужд соответствии с [20].

Для персонала подстанции Силикатная 110/10 кВ внутри ее территории напряженность электрического поля по нормам должна быть не более 40 кВ/м на маршрутах обхода для осмотра оборудования и не более 5 кВ/м на рабочих местах у оборудования, где возможно длительное присутствие персонала для профилактических и ремонтных работ [23]. Для того, чтобы исключить влияние на окружающую среду возможных сбросов трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием (трансформаторы, реакторы и т.п.) на подстанции предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать ливневые воды из маслоприемников, содержащие следы масла.

9.2.1 Определение шумовых характеристик трансформаторов

Шумовые характеристики линий можно не учитывать, так как шум появляется только при проявлении интенсивной короны. Он воспринимается человеческим ухом в диапазоне частот от 16 Гц до 20 кГц. В линиях 10 и 0,4 кВ потери на корону не велики и шумовое давление на них практически отсутствует [4].

Допустимый уровень шума на территории непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений в соответствии с [23]:

$$L_A = 45 \text{ дБА, с 23.00 до 7.00 ч;}$$

$$L_A = 65 \text{ дБА, с 7.00 до 23.00 ч.}$$

Для трансформаторов мощностью от 100 до 630 кВт с естественным масляным охлаждением (марка ТМГ) установлены допустимые скорректированные уровни звуковой мощности равные 45 дБА.

9.2.2 Отвод земель под трансформаторную подстанцию

В ВКР, при проектировании электрических сетей, в состав которых входят воздушные линии электропередачи и понижающие подстанции площадь полосы земли вокруг внешнего контура опоры для линии электропередачи напряжением 0,4 кВ и 10 кВ принята 1 м [16].

Для подстанций напряжением 10/0,4 кВ площадь земельных участков отводится следующая:

для комплектных подстанций с одним трансформатором мощностью 25 – 160 кВА – 50 м² [16];

для комплектных подстанций с двумя трансформаторами мощностью 160-630 кВА – 80 м² [16].

Посчитаем площадь земельных участков, отводимых под все трансформаторные подстанции. Для этого возьмём количество и мощности трансформаторных подстанций и определим сколько земли потребуется под каждую трансформаторную подстанцию, далее просуммируем данные площади

и получим полную площадь земельного участка, отводимую под размещение ТП. Результаты расчета сведем в таблицу 32.

Таблица 32 – Расчет площади земельных участков

Номер ТП	СТР.НОМ, кВА	Отводимая площадь, м ²
1	2	
1	400	80
2	250	80
3	630	80
4	400	80
10	630	80
11	630	80
12	250	80
13	100	50
14	100	50
15	100	50
ИТОГО по населенному пункту Белогорье		710

9.2.3. Защита от загрязнения трансформаторным маслом

Защита окружающей среды от загрязнения в наши дни помимо задачи повышения общественной производительности труда включает еще и задачу улучшения условий жизни человека, сохранение его здоровья.

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, а точнее - трансформаторное масло.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях трансформаторов в соответствии с [19] используются маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

- Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на определенное расстояние;
- Устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. п.

- Маслоприемники с отводом масла могут быть как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

Трансформаторы, установленные на подстанции, оборудованы незаглубленными маслоприемниками [20].

Незаглубленный маслоприемник должен выполняться в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не менее 0,25 и не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

9.3 Чрезвычайные ситуации

9.3.1 Оперативное обслуживание

Непосредственное оперативное обслуживание электроустановок может осуществляться:

- оперативным персоналом - круглосуточно, и том числе с дежурством на дому;
- персоналом дежурных оперативно-выездных бригад;
- оперативно-ремонтным персоналом.

Вид оперативного обслуживания, численность персонала в смене и зоны обслуживания устанавливаются главным инженером предприятия. Сменный дежурный персонал работает по утвержденному месячному графику.

Основным рабочим местом дежурного персонала является помещение щита управления подстанции либо специально отведенное для этой цели помещение, оборудованное средствами связи и соответствующей сигнализацией. Уходя с основного рабочего места, дежурный персонал обязан известить об этом диспетчера.

Оперативный персонал обязан:

- обслуживать оборудование и устройства РЗА с вторичными цепями в строгом соответствии с ПТЭ, местными инструкциями и распоряжениями по предприятию;
- вести надежный и экономичный режим работы оборудования;

- проводить обходы-осмотры электроустановок, сооружений и вторичных устройств;

- опробовать резервное оборудование, проверять исправность ВЧ каналов РЗА, действие аварийной и предупредительной сигнализации, а также работу устройств автоматики (АПВ, АВР и т.д.), согласно утвержденному графику;

- выполнять оперативные переключения;

- обеспечивать проведение ремонтных, профилактических и других видов работ в действующих электроустановках в установленные (разрешенные) сроки;

- предупреждать возможные повреждения оборудования, ликвидировать аварии при их возникновении, устранять неисправности и нарушения нормальных режимов его работы;

- строго соблюдать должностные инструкции.

9.3.2 Общие положения о переключениях

Переключение в электроустановке разрешаются оперативному персоналу, знающему её схему и расположение оборудования, обученному правилам выполнения операций с коммутационными аппаратами и ясно представляющему последовательность переключений, прошедшему проверку знаний ПТЭ и производственных инструкций, знаний и умений по технике безопасности. Лицам, не имеющим на это права, запрещается выполнение переключений (даже выполнение отдельных операций).

Переключения в электроустановках, за исключением сложных, могут проводиться единолично - при одном дежурном в смене или двумя лицами - при двух дежурных в смене или в составе ОВБ. Во всех случаях ответственность за правильность переключений несут оба лица. Если в переключениях должны участвовать два человека, запрещается приступать к выполнению операций единолично.

В оперативную схему обязательно должны вноситься изменения в схеме электроустановки, которые произошли в результате переключений (отключения или включения коммутационных аппаратов, устройств релейной защиты и

автоматики, наложения и снятия заземлений). Об окончании переключений необходимо сообщить диспетчеру, отдавшему распоряжение о переключении. Плановые переключения рекомендуется проводить в часы наименьших нагрузок.

9.3.3 Переключения при ликвидации аварий

Переключения при ликвидации аварий должны выполняться в том же порядке и последовательности, которые изложены в инструкциях. При этом не должны допускаться никакие отступления от ПТБ [19]. Должна проводиться проверка положений коммутационных аппаратов. При переключениях при ликвидации аварии не нужно составлять бланк переключений. Последовательность операция (с указанием времени их выполнения) записывается в оперативном журнале после устранения аварийной ситуации.

При ликвидации аварий, что связаны с отказом в отключении выключателя, для вывода из схемы неотключившегося выключателя оперативному персоналу электроустановки разрешено после проверки отключенного положения всех других выключателей данной системы или секции шин самостоятельно (без получения разрешения диспетчера) деблокировать устройства блокировки неотключившегося выключателя с разъединителями.

При ликвидации аварий в условиях отсутствия связи с диспетчером, оперативный персонал электроустановки наделен правом выполнять все операции с устройствами РЗА, которые предписаны инструкциями по их обслуживанию для данного случая. О выполненных операциях он обязан сообщить диспетчеру, в оперативном управлении или оперативном ведении которого находятся эти устройства, сразу, как только восстановится связь. Проведение операций с выключателями, разъединителями, отделителями и выключателями нагрузки.

Отключение и включение под напряжение и в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, требуется производить выключателем и, как правило, дистанционно. При этом, ключ управления/кнопку выключателя

необходимо держать в положении "Отключить" или "Включить" до момента срабатывания сигнализации, которая указывает на окончание операции (загорание соответствующей сигнальной лампы, окончанию мигания сигнальной лампы в ключе управления и пр.).

Ручное отключение масляного выключателя, имеющего дистанционный привод, выполняется воздействием на защелку привода или сердечник отключающего электромагнита.

Включение масляного выключателя ручным приводом нужно проводить быстро, поворачивая рычаг управления до упора, но с уменьшением усилий в конце хода рычага управления.

Включение и отключение воздушных выключателей всех классов напряжений выполняется, как правило, дистанционно со щита управления. Отключение воздушного выключателя кнопкой местного пневматического управления разрешается только в случае предотвращения опасности для жизни людей.

Отключение и включение воздушных выключателей в процессе ремонтных работ следует выполнять дистанционно со щита управления либо с пульта передвижной ремонтной мастерской. Запрещается находиться ближе 100 м от выключателя.

В момент включения выключателя обязательно следить за показаниями амперметра включаемого присоединения. При броске тока, указывающем на наличие короткого замыкания или несинхронное включение, необходимо немедленно отключить выключатель и не дожидаться отключения его действием релейной защиты.

При выполнении операции с разъединителями на ключе управления выключателя должен вывешиваться плакат "Не включать, работают люди".

Операции с разъединителями разрешается производить только при отсутствии у них дефектов и повреждений. При обнаружении визуально или измерениями дефектных изоляторов, операции с разъединителями и отделителями под напряжением могут выполняться только с разрешения

главного инженера предприятия. Не рекомендуется выполнять операции с шинными разъединителями присоединений под напряжением, если в процессе переключений эти операции могут быть выполнены, когда напряжение с шинных разъединителей будет снято отключением соответствующего выключателя.

Включение разъединителей должно выполняться быстро и решительно, но без удара в конце хода. Начатая операции включения должна быть завершена в любом случае, даже при появлении дуги между контактами.

Отключение же разъединителей следует производить медленно и осторожно. Вначале необходимо сделать небольшое движение рычагом привода, дабы убедиться в отсутствии качаний и поломок изоляторов. Если при расхождении контактов между ними возникнет дуга, разъединители следует включить и до выяснения причины возникновения дуги операции с ними не выполнять.

Чтобы исключить отказы в работе оборудования (повреждения фарфоровой изоляции разъединителей, отделителей, воздушных выключателей и пр.) не рекомендуется производить плановые переключения в электроустановках при низких температурах воздуха.

На время проведения операций с шинными разъединителями и воздушными выключателями нужно отключать автоматические устройства (АПВ шин, АВР секционных и шиносоединительных выключателей), действием которых повторно подается напряжение на шины.

Выключателями нагрузки обычной конструкции серий ВН и ВНП допускается выполнять операции включения и отключения токов нагрузки и уравнивающих токов, значение которых не должно превышать номинальный ток аппарата.

Включение выключателя нагрузки ручным приводом производится быстрым перемещением рукоятки привода снизу вверх до упора. При этом рабочие ножи выключателя нагрузки должны войти в неподвижные контакты.

Запрещается с помощью выключателя нагрузки серии ВН подавать напряжение на линии, трансформаторы и шины, отключившиеся действием устройств релейной защиты, не проведя перед этим осмотра оборудования и устранения повреждения.

Проверка положения коммутационных аппаратов.

Отключение и включение разъединителей присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, следует выполнять только после проверки отключенного положения выключателя на месте его установки.

На подстанциях с упрощенными схемами перед выполнением операций с разъединителями или отделителями на стороне высшего напряжения трансформатора следует предварительно проверять отключенное положение выключателей трансформатора со стороны среднего и низшего напряжения на месте установки выключателей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были решены основные проблемы, возникающие при развитии системы электроснабжения. Все расчеты были произведены на основании действующих методик, учитывающих текущее состояние рынка в России.

В результате расчета нагрузок потребителей получены результирующие нагрузки на шинах 0.4 кВ ТП. Данные нагрузки были рассчитаны с учетом коэффициентов участия максимумов потребителей. Благодаря чему были получены более точные и правильные результаты без завышения или занижения мощности потребителя.

При сравнении вариантов схем сети, был выбран вариант с использованием петлевых схем электроснабжения, как наиболее удобный и оптимальный. Для данной схемы выбраны самонесущие изолированные провода сечением 95 мм². Так как петлевые схемы работают в разомкнутом режиме, был произведен расчет режимов, для нахождения точек потокоразделов, а также, проверка выбранных сечений на падение напряжения, и проверка по термической стойкости.

Для выбора оборудования были посчитаны токи короткого замыкания; величина всех токов находится около 8 кА.

При реконструкции распределительного устройства 10 кВ на подстанции Силикатная была произведена замена ячеек КРУ с масляными выключателями на вакуумные. В качестве понизительных подстанций выбраны КТПН1 2/10/0,4 П КВ УХЛ1, состоящие из распределительного устройства на высокой и на низкой стороне, и силового трансформатора марки ТМ мощностями от 100 до 630 кВА. Распределительное устройство высокого напряжения комплектуется из камер стационарного одностороннего обслуживания КСО -10-Э2 «Аврора». Все выбранное оборудование было проверено на воздействие токов короткого замыкания.

Для корректной работы сети была выбрана и проверена защитная автоматика и релейная защита. Для защиты отходящих линий выбрана максимальная токовая защита. Для защиты трансформатора выбрана токовая отсечка и максимальная токовая защита. Автоматический ввод резерва был выбран для установки в точках потокораздела, для повышения надежности схемы.

Для безопасности жителей в селитебной зоне был произведен расчет минимального допустимого расстояния от трансформаторной подстанции до населенных домов. Также был произведен расчет необходимости маслоприемника.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алиев И.И. Электротехнический справочник 4 издание испр./ И.И. Алиев. – М.: 2004. – 384 с.
- 2 Балаков Ю.Н. Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. Учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ 2006 г. – 288 с.
- 3 Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
- 4 Быстрицкий Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учебное пособие для вузов. М.: Издательский центр «Академия». 2003 г.-176 с.
- 5 Википедия [Электронный ресурс] Белогорье, [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%B5%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D1%80%D1%8C%D0%B5_\(%D1%81%D0%B5%D0%BB%D0%BE,%D0%90%D0%BC%D1%83%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B0%D1%81%D1%82%D1%8C\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%B5%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D1%80%D1%8C%D0%B5_(%D1%81%D0%B5%D0%BB%D0%BE,%D0%90%D0%BC%D1%83%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B0%D1%81%D1%82%D1%8C)).
6. Герасимова В.Г., Дьякова А.Ф., Попова А.И. Электротехнический справочник Т.2. Электротехнические изделия и устройства/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2001. - 517 с.
- 7 Герасимова В.Г., Дьякова А.Ф., Попова А.И. Электротехнический справочник Т.3. Электротехнические изделия и устройства/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2001. - 840 с.
- 8 Государственный стандарт СССР «Шум трансформаторы масляные силовые» ГОСТ 12.2.024—87. от 01.01.89 (2001).
- 9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
- 10 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.- М.: Издательство МЭИ, 2004.- 57 с.

11 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 от 31.05 94, с изм. от 29. 06.99 №213.

12 Киреева Э.А. Справочник электрика. /Киреева Э.А., Гусев Л.В., Харитон А.Г., Чохонелидзе А.Н., Цырук С.А. М.: Колос, 2007. – 464 с.

13 Крючков И.П. Старшинов В.А. «Короткие замыкания и выбор электрооборудования». Учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.

14 Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ том 6/ Е.Ф. Макаров – М: ИД «Энергия», 2006. – 624 с.

15 Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. Справочное пособие. СПб. НОУ ДПО «УМИТЦ «ЭлектроСервис». 2010. - 664 с.

16 Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38—110 кВ сельскохозяйственного назначения».

17 Мясоедов Ю. В., Савина Н. В., Ротачёва А. Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т ,2007. - 139 с.

18 Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения Справочник учебное пособие./Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ ИНФРА-М, 2006. – 480 с.

19 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Министерство энергетики и электрификации СССР, Управление по технике безопасности и промышленной санитарии. - 2-е изд., перераб. и доп. – Благовещенск, 1987. – 147с.

20 Правила устройств электроустановок, М.: «Энергоатомиздат», 2000.

21 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД-153-34.0-20.527-98. Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2001г., с.151

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

23 Санитарные нормы СН 2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки". от 31 октября 1996.

24 Санитарные нормы и правила СНиП 23-05 -95 «Естественное и искусственное освещение» от 01.01 1996.

25 Справочная книга для проектирования электрического освещения/ под ред. Г.М. Кнорринга Л.: «Энергия». 1999. – 384 с.

26 Торговый дом ООО РЕЖПРОМСЕРВИС Прайс-лист. – Режим доступа: <https://transformator-energum.ru/ktp-pv/ktp-pv-250-10-0-4-333.html>. - 22.05.2021.

27 Трансформатор.чат.ру [Электронный ресурс] Допустимый длительный ток для неизолируемых проводов. – Режим доступа: <http://transformator.chat.ru/Page-8.html>. – 10.04.2021.

28 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2005. - 320 с.

29 Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 4-е, перераб и доп. - СПб.: "ПЭИПК", 2003. - 350 с.

30 Электрооборудование среднего напряжения 10-6 кВ/ Каталог 2006 г.: г Минск, Изд-во «ЮНИПАК», 2006. – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Распределение нагрузки по ТП

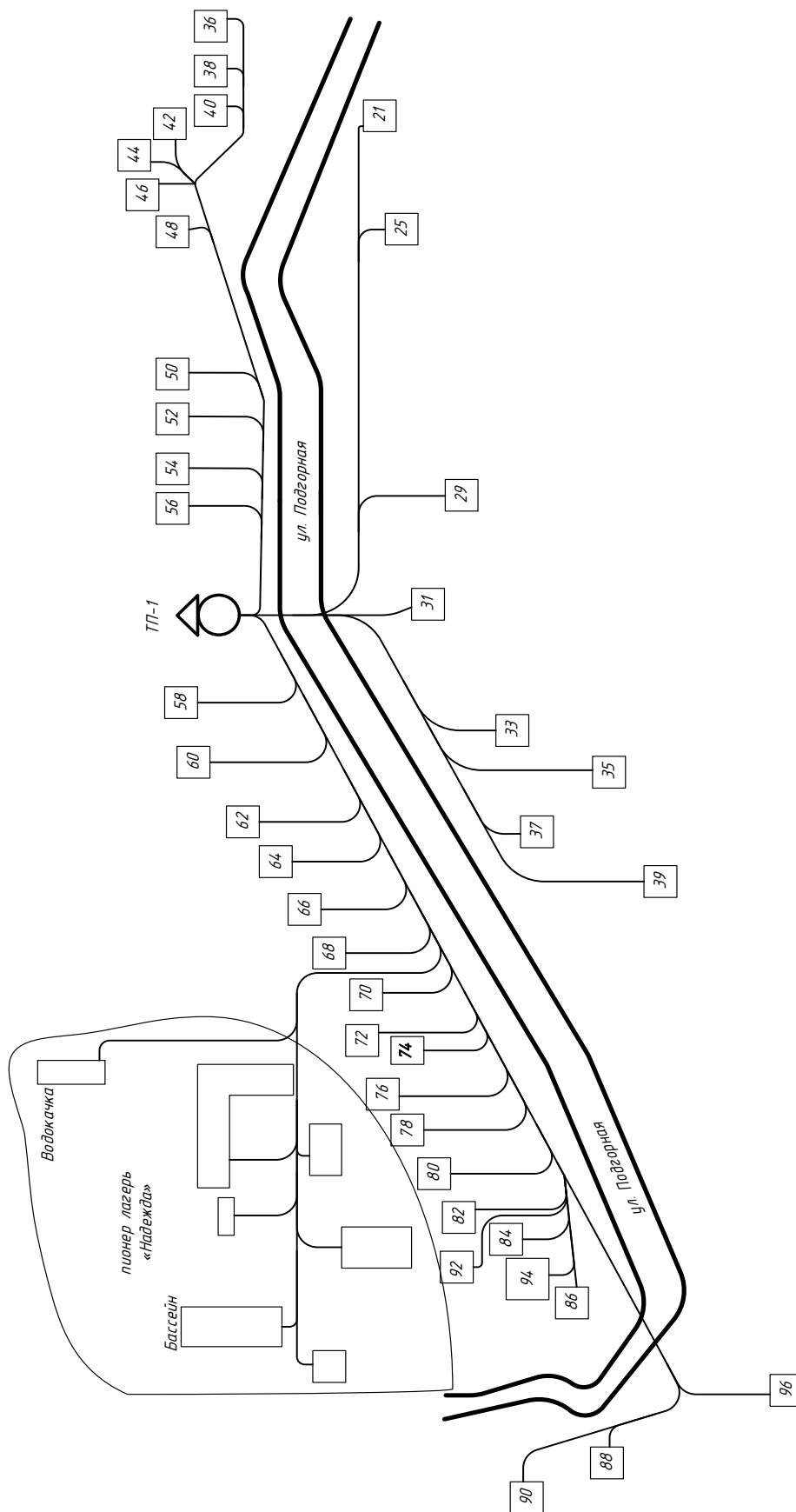


Рисунок 1 – Распределение нагрузки 0,4 кВ в районе ТП1

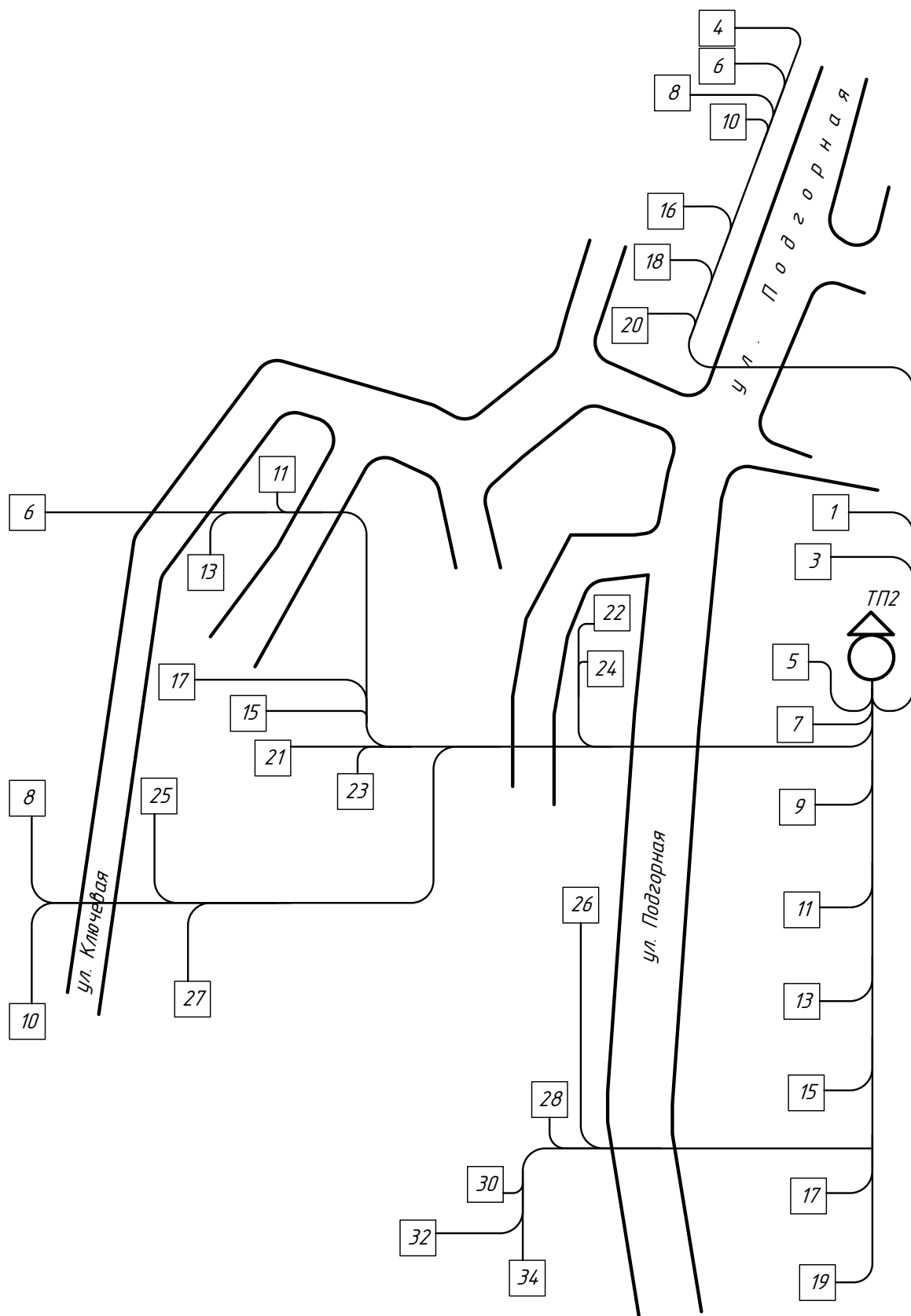


Рисунок 2 – Распределение нагрузки 0,4 кВ в районе ТП2

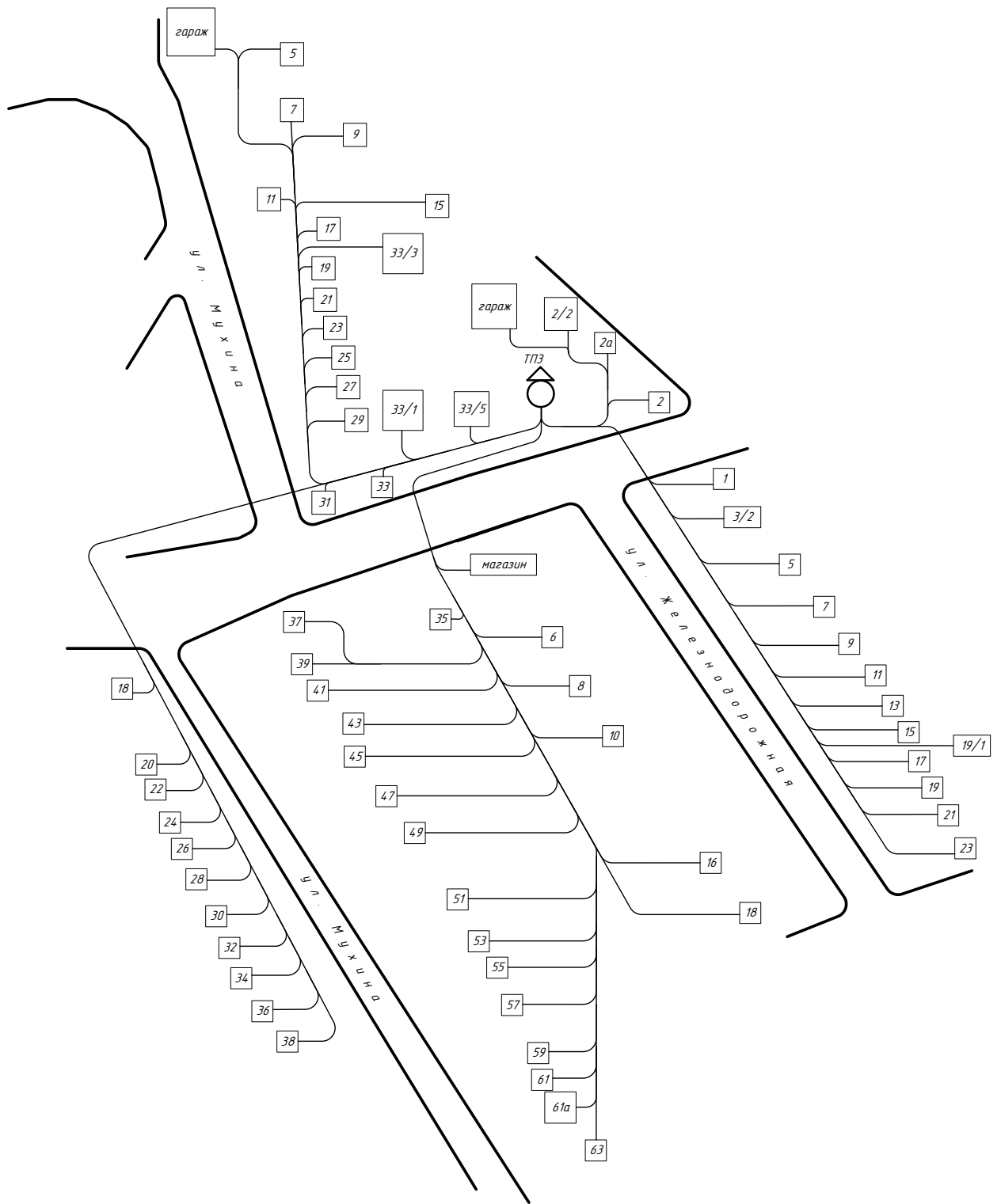


Рисунок 3 – Распределение нагрузки 0,4 кВ в районе ТПЗ

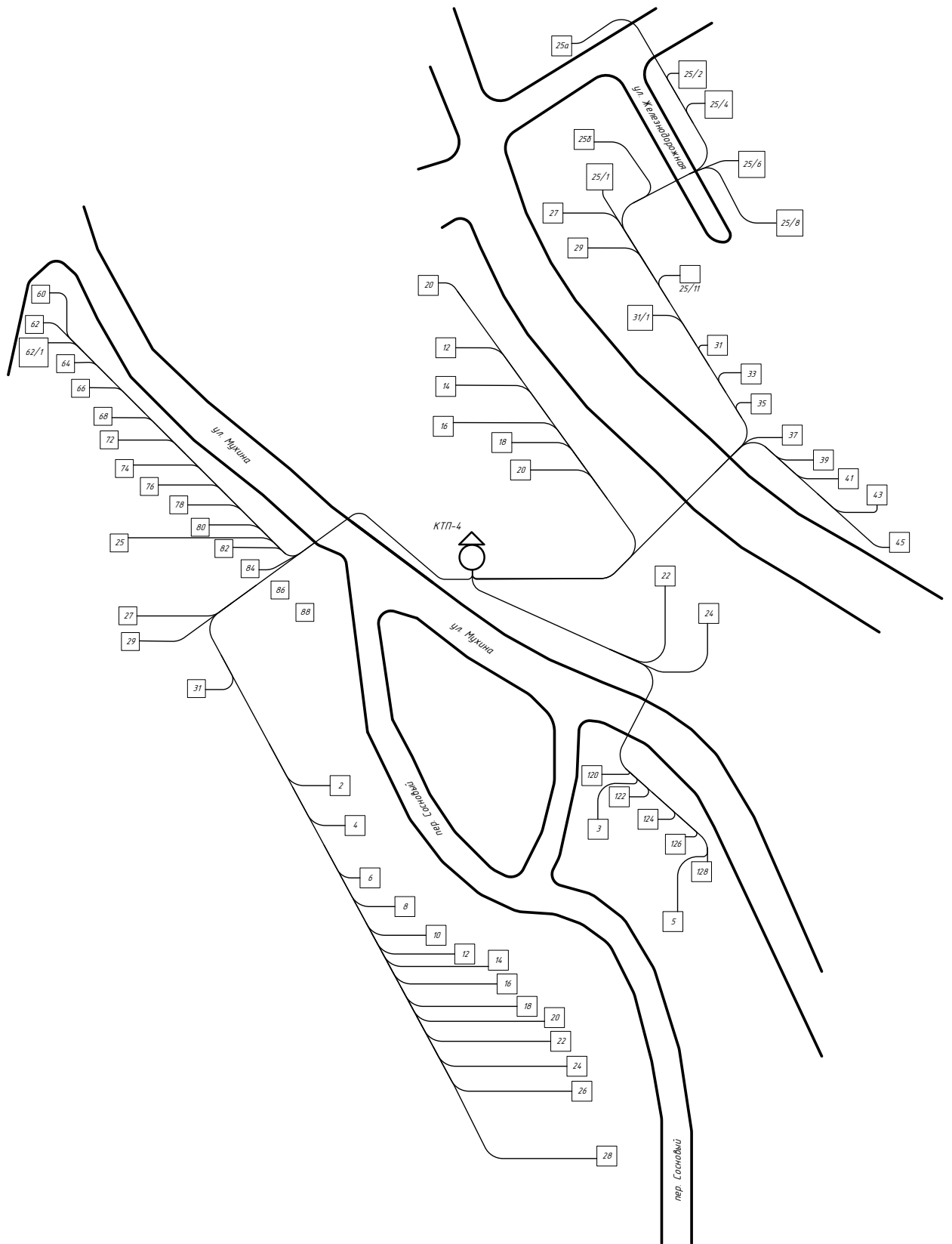


Рисунок 4 – Распределение нагрузки 0,4 кВ в районе ТП4

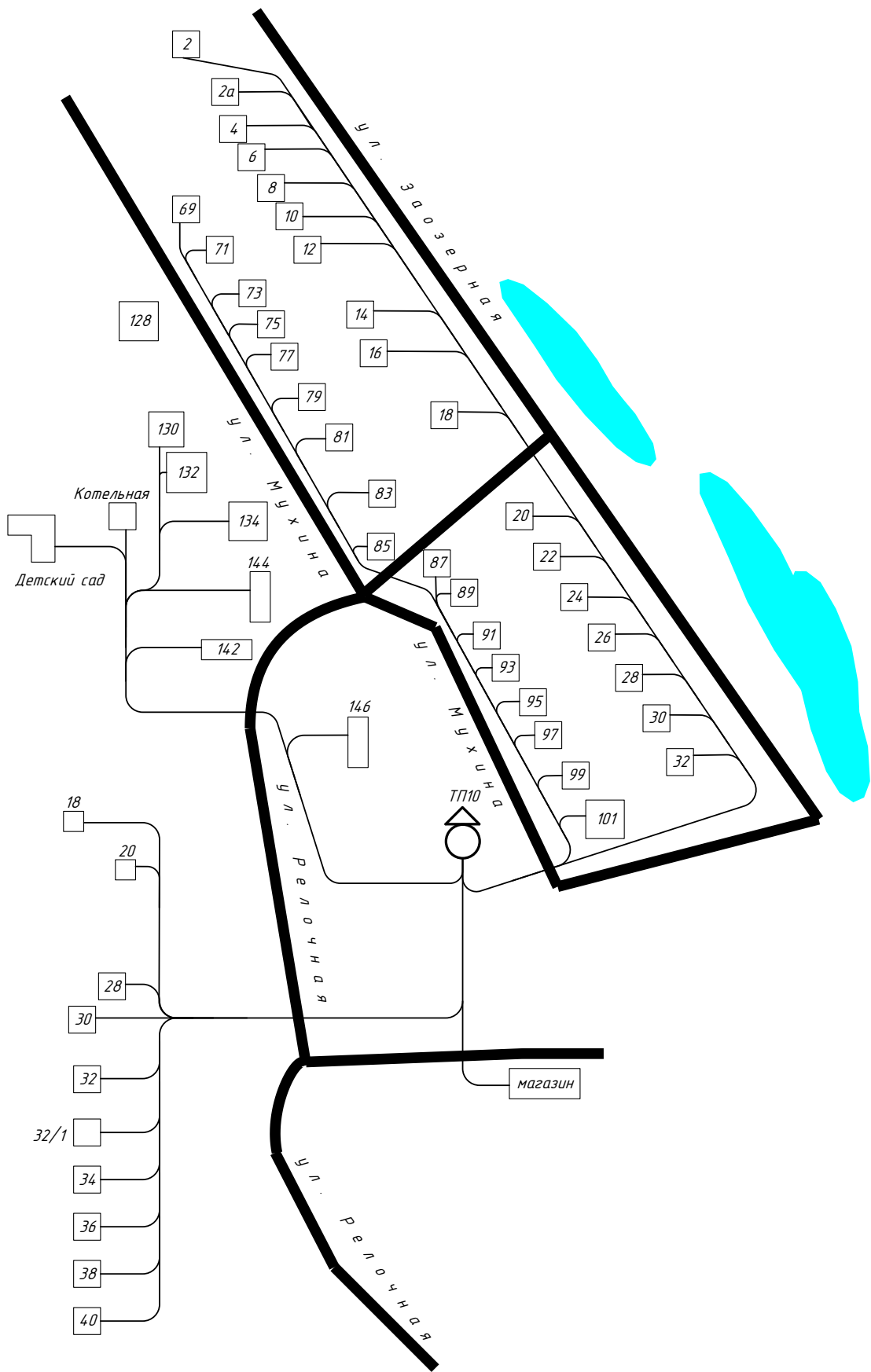


Рисунок 5 – Распределение нагрузки 0,4 кВ в районе ТП10

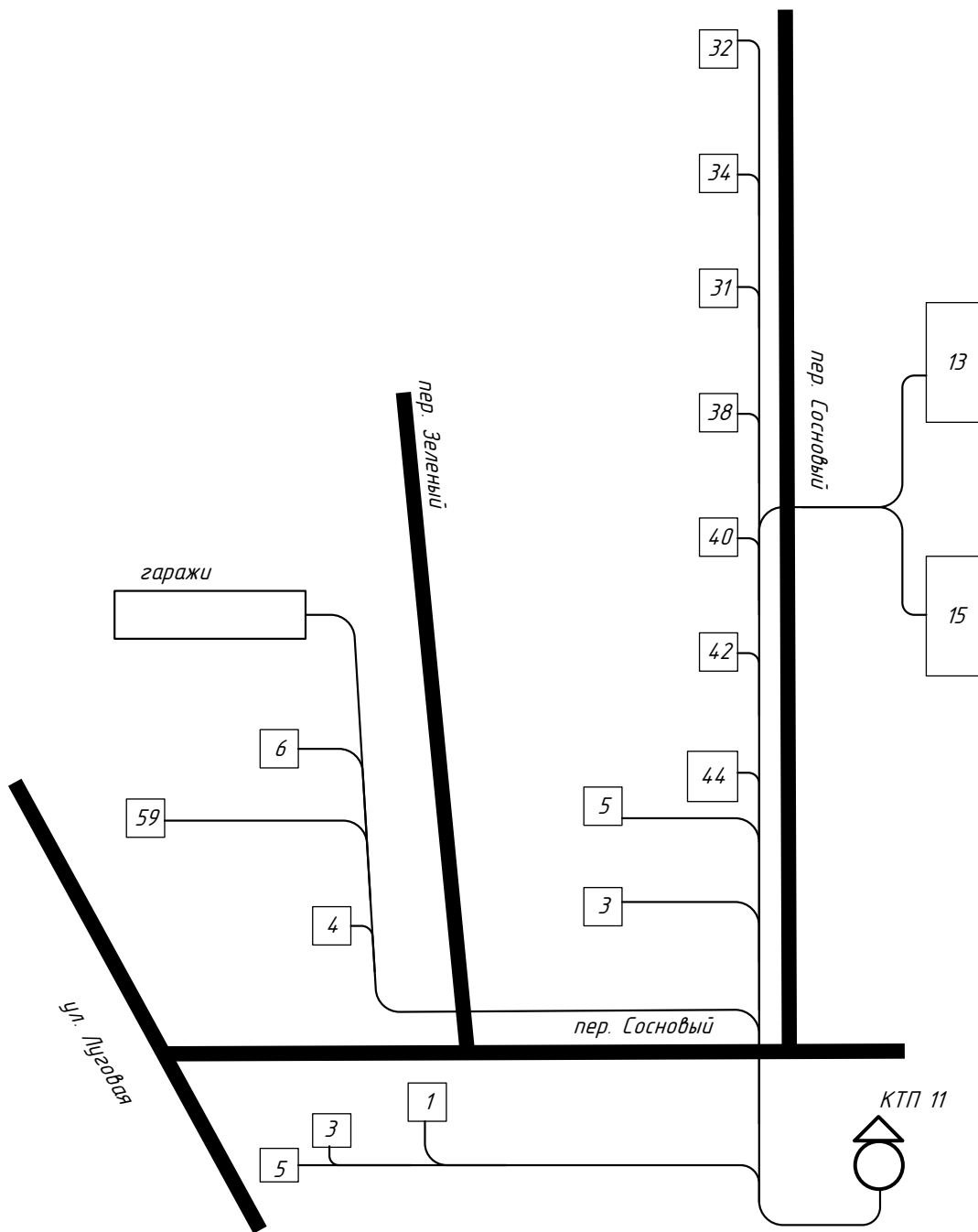


Рисунок 6 – Распределение нагрузки 0,4 кВ в районе ТП11

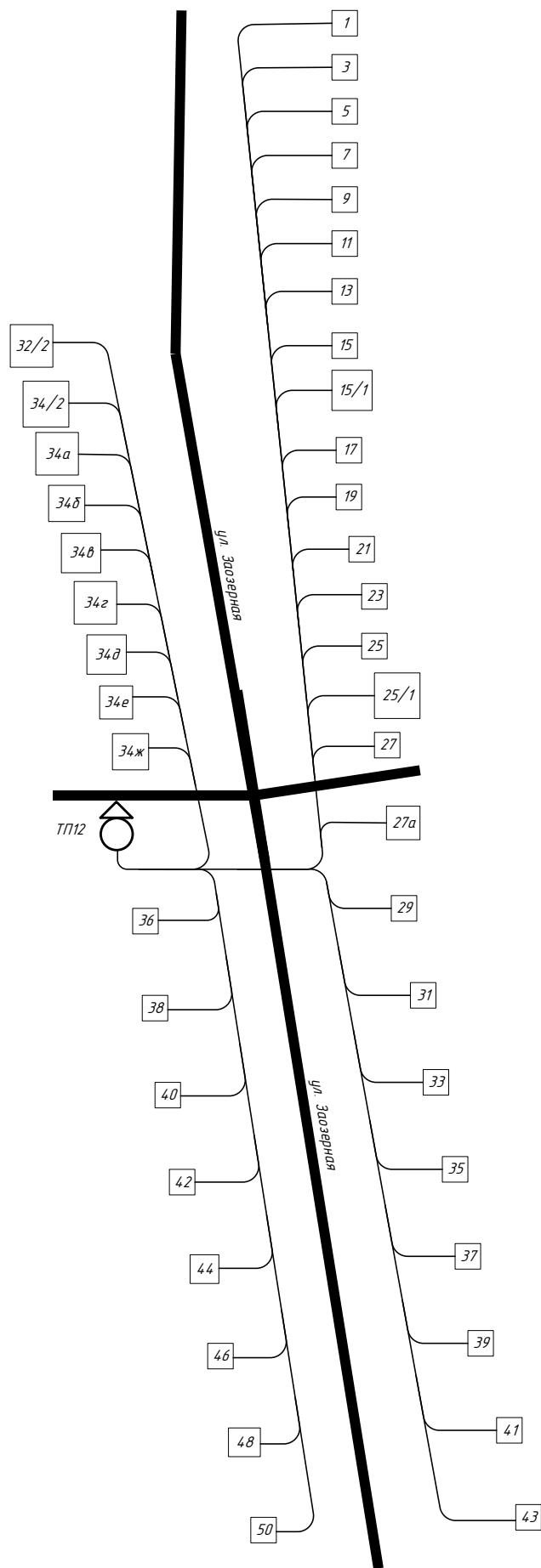


Рисунок 7 – Распределение нагрузки 0,4 кВ в районе ТП12
125

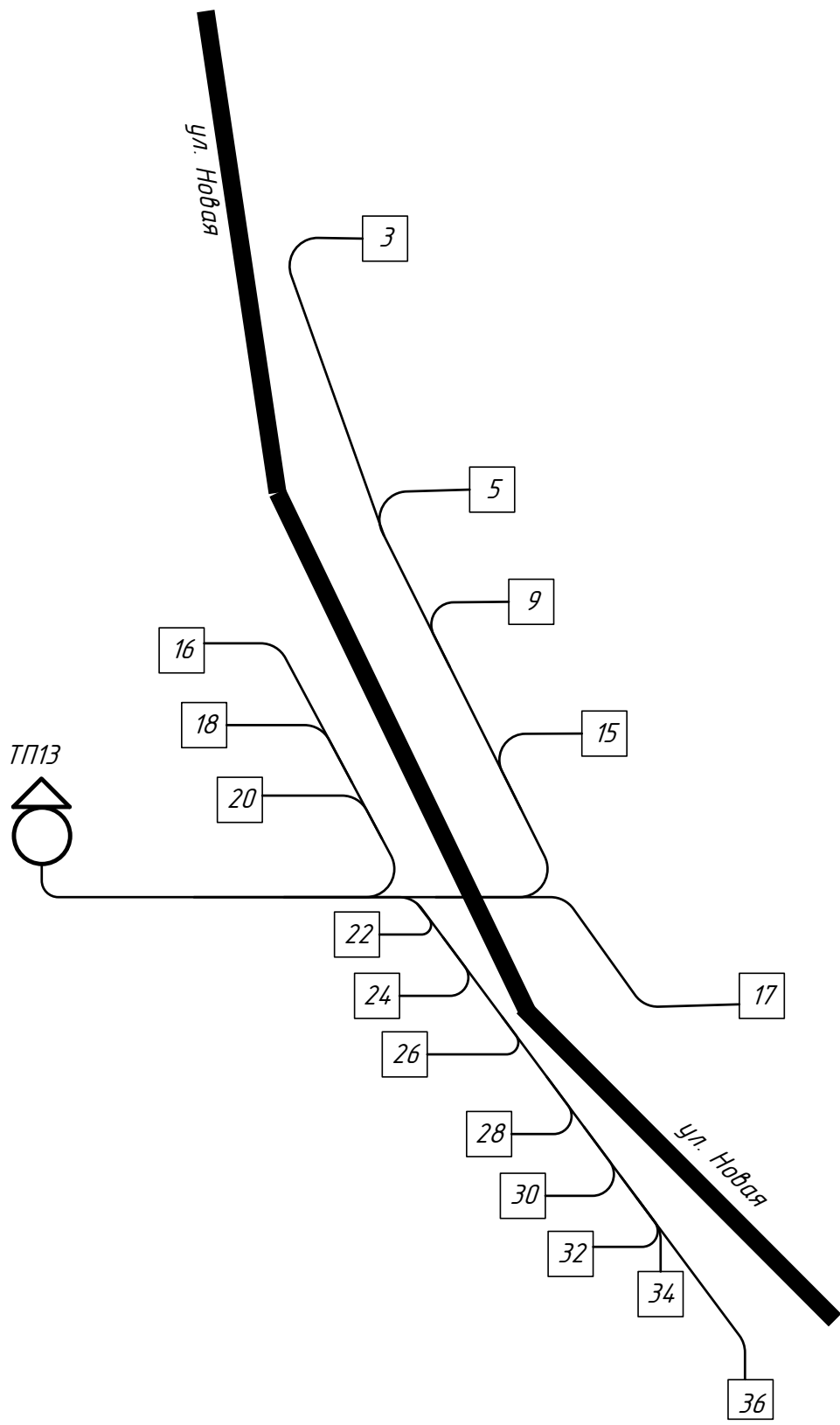


Рисунок 8 – Распределение нагрузки 0,4 кВ в районе ТП13

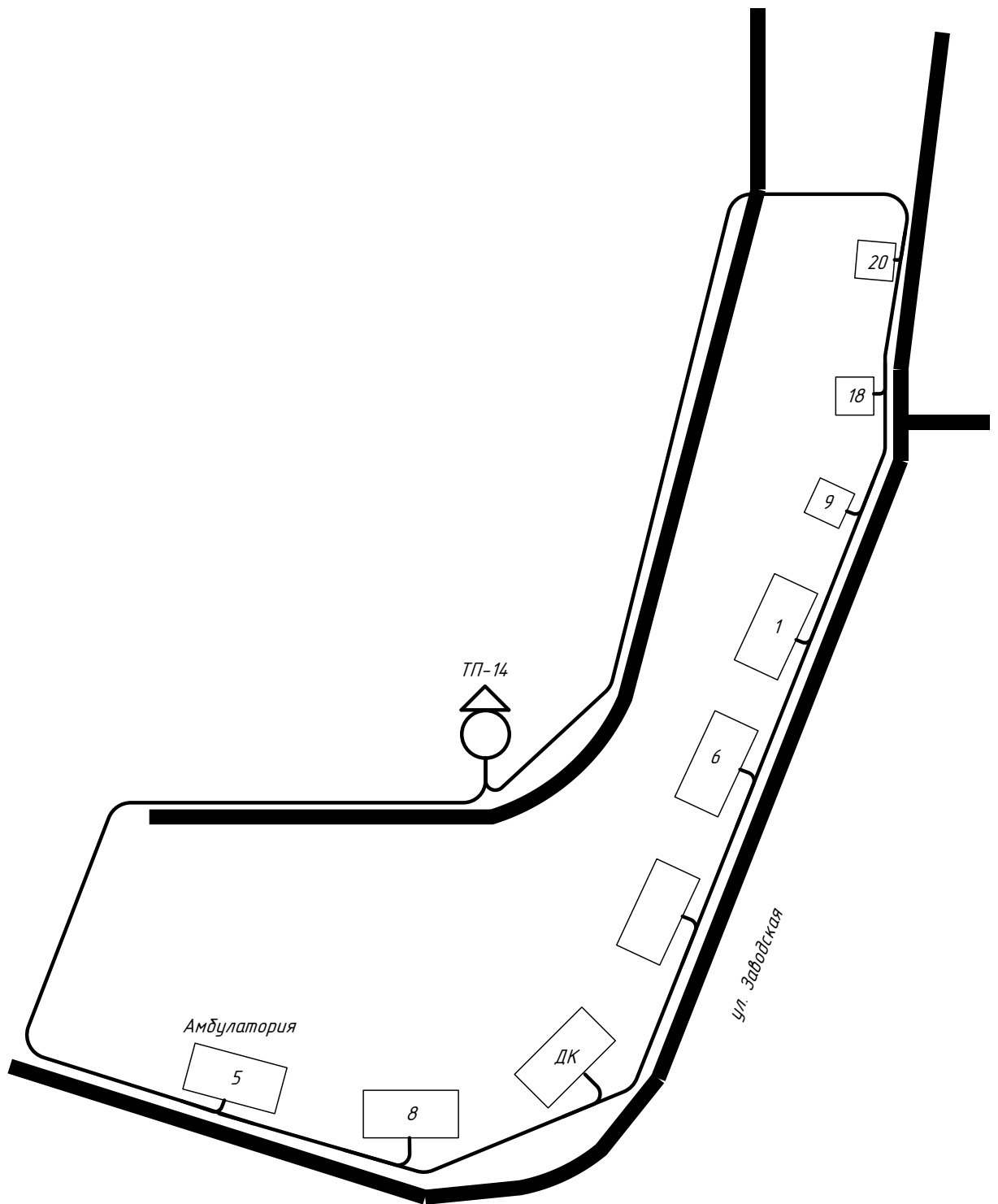


Рисунок 9 – Распределение нагрузки 0,4 кВ в районе ТП14

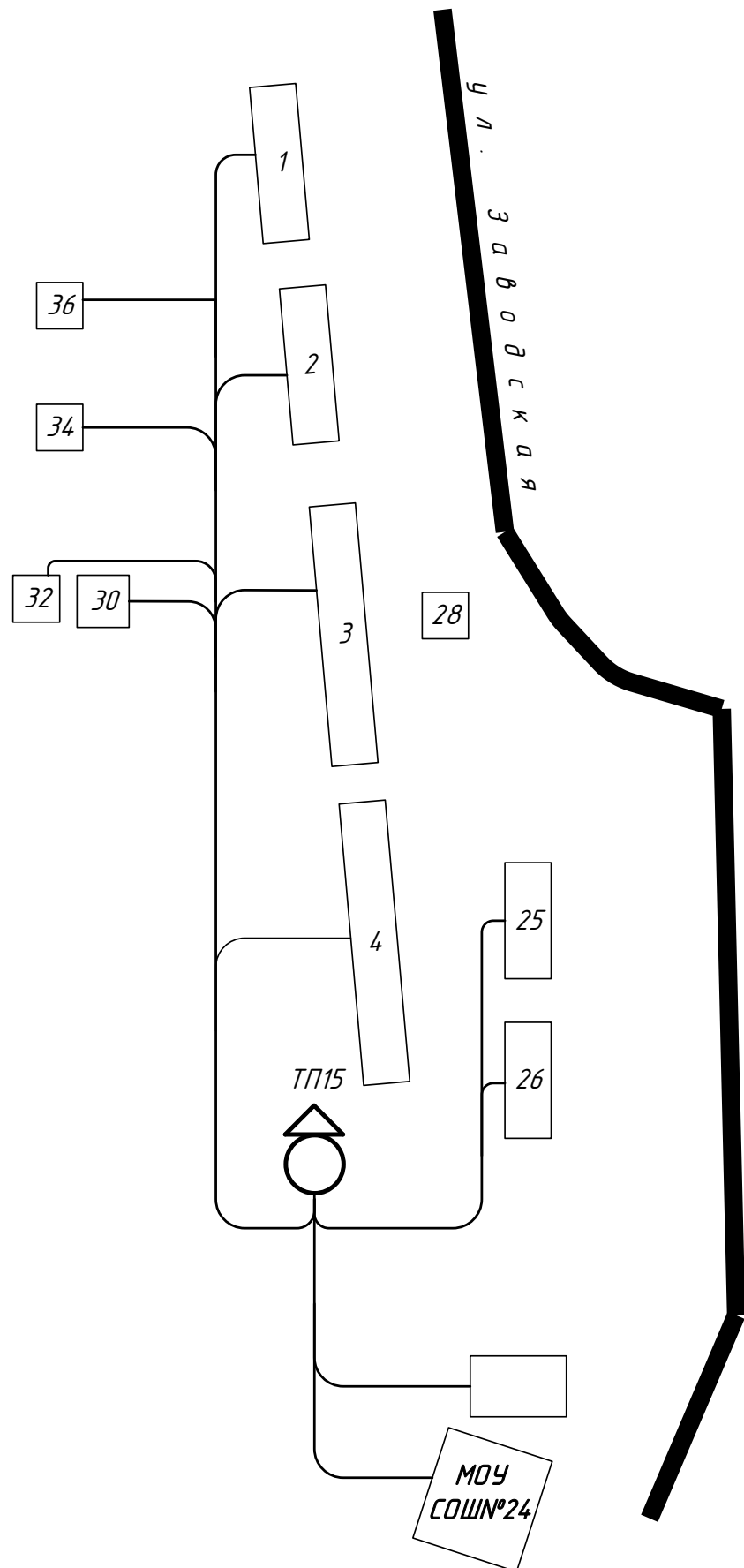


Рисунок 10 – Распределение нагрузки 0,4 кВ в районе ТП15