

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 электрических сетей напряжением 10/0,4 кВ села Чигири в Амурской области

Исполнитель

студент группы 742 обз

(подпись, дата)

К.Д Кадочникова

Руководитель

профессор, доктор техн. наук

(подпись, дата)

Н.В Савина

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

И.А Лисогурский

Благовещенск 2021

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 Кадочниковой Ксении Дмитриевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 10/0,4 кВ села Чигири в Амурской области

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2021г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Исходные данные получены во время прохождения производственной преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1. Характеристика поселка Чигири 2. Анализ существующей системы электроснабжения поселка Чигири 3. Расчет электрических нагрузок 4. Реконструкция системы низковольтного электроснабжения 5. Выбор трансформаторных подстанций.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 15 рисунков, 42 таблицы, 38 источников, 6 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) А.Б. Булгаков - консультант по безопасности и экологичности

7. Дата выдачи задания 20.03.2021г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В. профессор,
канд.тех.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 20.03.2021 г.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 147 с., 15 рисунков, 42 таблицы, 95 формул, 38 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Для проведения реконструкции электрических сетей напряжением 10/0,4 кВ села Чигири был проведен анализ существующей схемы электроснабжения поселка. Выбран наиболее проблемный участок, на котором были рассчитаны мощности потребителей, выбрано низковольтное оборудование, выбор трансформаторных подстанций. Произведён расчёт токов короткого замыкания. Выбрана релейная защита, а также были рассмотрены вопросы промышленной безопасности и экологичности.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничители перенапряжений;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ЭС – электрические сети.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика поселка Чигири	10
1.1. Краткое описание поселка Чигири	10
1.2. Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3. Характеристика и анализ потребителей электроэнергии	12
2 Анализ существующей системы электроснабжения поселка Чигири	15
2.1. Источники питания и их анализ	15
2.2. Характеристика схемы электроснабжения п. Чигири и её анализ	15
2.3. Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП	20
2.4. Целесообразность реконструкции системы электроснабжения поселка Чигири	24
3 Расчет электрических нагрузок	25
3.1. Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников	25
3.2. Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников	30
4 Реконструкция системы низковольтного электроснабжения	31
4.1. Выбор количества линий и трасс их прохождения	31
4.2. Определение расчетных мощностей на участках линий	31
4.3. Выбор площади сечений и количества линий	34
4.4. Расчет наружного освещения	42
5 Выбор трансформаторных подстанций	45
5.1. Оценка целесообразности компенсации реактивной мощности	45
5.2. Расчет электрических нагрузок трансформаторных подстанций	46
5.3. Выбор схемы и конструкции трансформаторных подстанций	48
6 Разработка вариантов реконструкции системы внутреннего	

электроснабжения поселка Чигири и выбор оптимального варианта конфигурации сети	52
6.1 Выбор схемы конфигурации сети	52
6.2 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ	54
6.3 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ	56
6.4 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ	59
6.5 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	62
7 Расчет токов короткого замыкания	66
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	67
7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	74
8 Выбор и проверка электрических аппаратов на трансформаторных подстанциях	83
8.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов	83
8.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ	86
8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	89
9 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции Чигири	94
9.1 Выбор выключателей 10 кВ	94
9.2 Выбор выключателей на стороне 110 кВ	96
9.3 Выбор разъединителей	98
9.4 Выбор трансформаторов тока	99
9.5 Выбор трансформаторов напряжения	101
9.6 Выбор и проверка ОПН	103
10 Выбор и проверка электрических аппаратов на РП «Лайф СИТИ»	107
10.1 Выбор выключателей 10 кВ	107
10.2 Выбор трансформаторов тока 10 кВ	107
11 Заземление и молниезащита	109
11.1 Выбор и проверка заземления на подстанции	109
11.2 Проверка молниезащиты подстанции	116

12 Релейная защита и автоматика	120
12.1 Защита линий 10 кВ Ф-2 от ПС 110/10 кВ Чигири	120
13 Безопасность и экологичность	125
13.1 Безопасность	125
13.1.1 Микроклимат помещения	125
13.1.2 Шум оборудования	127
13.1.3 ЭМП промышленной частоты	128
13.1.4 Электробезопасность	128
13.2 Экологичность	130
13.2.1 Влияние ПС на атмосферу	130
13.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу	131
13.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом	131
13.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора	134
13.3 Чрезвычайные ситуации	136
13.3.1 Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре	137
13.3.2 Требования пожарной безопасности к электроустановкам	141
13.3.3 Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения	142
Заключение	144
Библиографический список	145

ВВЕДЕНИЕ

Состояние схемы внутреннего электроснабжения посёлков и даже некоторых городов не отвечает современным требованиям Федерального закона № 35 от 26.03.2003 и не обеспечивает должного качества электрической энергии. Основным показателем технического состояния электрических сетей может служить их возрастная структура и не для кого не секрет, что большая часть воздушных линий электропередачи и подстанционного оборудования эксплуатируется сверх норматива и достигло аварийного срока эксплуатации.

Поэтому актуальность выбранной темы выпускной квалификационной работы состоит в том, что электрические сети п. Чигири имеют большой износ и малую выдаваемую мощность ТП, в связи с чем подключить новых потребителей и, тем более обеспечить им надежное и бесперебойное питание невозможно.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция схемы внутреннего электроснабжения поселка Чигири для обеспечения требуемого качества и надежности транспорта электроэнергии потребителям.

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

1. Проведение анализа существующей системы электроснабжения поселка для выбора наиболее проблемного участка
2. Расчёт и выбор низковольтного оборудования
3. Выбор схемы и конструкции трансформаторных подстанций
4. Разработка и выбор оптимального варианта реконструкции системы внутреннего электроснабжения посёлка Чигири
5. Расчёт и выбор распределительной сети 10 кВ

Практическая значимость работы состоит в возможности внедрения результатов исследования в деятельность п. Чигири в целях подготовки и реализации мер, направленных на совершенствование системы электроснабжения п. Чигири

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

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена на 6 листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОСЕЛКА ЧИГИРИ

1.1 Краткое описание поселка Чигири

Поселок Чигири расположен в Благовещенском районе Амурской области. Численность населения поселка составляет 13 675 человек по данным Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Амурской области на 28.04.2021. [10]

Площадь п. Чигири составляет около 15,61 км² по данным Федеральной службы государственной статистики. [11]

Плотность населения составляет 876 человек на квадратный километр.

Поселок Чигири в основном состоит из различных коттеджей или дач. Этажность домов варьируется от одного до четырёх, так как на территории поселка имеются многоквартирные жилые дома. В связи с современными трендами, новые дома от строительных компаний проектируются с теплым полом по всему периметру дома для чего устанавливаются котлы обогрева, которые могут быть как полностью электрические, так и комбинированные, но застройщики специально устанавливают только электрические котлы и крайне не рекомендуют их менять, из-за чего расход электроэнергии в данных домах серьезно возрастает, особенно в зимний период.

В соответствии с розой ветров, основным направлением ветра в п. Чигири является северо-западный (22%). Кроме того, преобладающими направлениями ветра можно назвать северный (21%) и западный (15%). Самый редкий ветер в поселке — восточный (5%).

В настоящее время поселок активно растёт, за счёт своей близости к Благовещенску. Инфраструктура поселка очень развитая. В нем находятся школа, детские сады, больница, автосервисы, базовые станции, стройплощадки под МКД и около 20 различных магазинов и аптек.

Согласно данным о технологическом присоединении в данном районе, планируется строительство 61 новых коттеджей, из которых 33 уже на стадии завершения.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Чигири расположен в умеренно холодном климатическом поясе, основной тип грунта - глина. Поэтому оборудование при проектировании необходимо выбирать климатического исполнения типа УХЛ или УХЛ-1. Данная информация взята с официального сайта АО «ДРСК» в закупочной документации. Данная информация является актуальной и верной так как данная организация является владельцем всего электросетевого оборудования в Амурской области и именно через её сети проходит все электричество от 110 до 0,4 кВ.

В настоящей выпускной квалификационной работе все расчеты будут производиться с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий Чигиринского района в таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

№	Наименование	Значение
1	2	3
1	район по гололеду	4
2	нормативная стенка гололеда, мм	20
3	район по ветру	3
4	низшая температура воздуха, 0С	- 40
5	среднегодовая температура воздуха, 0С	-1,3
6	высшая температура воздуха, 0С	+ 24,7
7	число грозových часов в год	45
8	высота снежного покрова, см	20

11	глубина промерзания грунтов, м	3
12	сейсмичность района, баллы	7
13	Высота над уровнем моря,	169

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии

В поселке Чигири в основном строятся коттеджи. Соответственно нагрузка в основном бытовая. Конечно, как и в любом другом пригороде присутствует небольшая доля промышленной нагрузки. Связанная с наличием складских помещений, офисов, небольших производств в бытовой, обслуживающей сфере. В ряде мест по поселку наблюдается централизованная застройка, но по большей части размещение коттеджей имеет хаотичный порядок. Данный фактор привел также и к хаотичности развития в данном районе системы электроснабжения.

Также стоит обратить внимание, что существующий частный сектор не имеет централизованного отопления, что привело к выбору в качестве основной системы отопления электричество.

Поэтому основные нагрузки потребители выдают зимой, при включенных системах отопления, а в летние периоды сети и трансформаторные подстанции стоят на половину загруженные. Доля реактивной нагрузки в системе достаточно мала и имеет по большей части индуктивный характер, связанный с большой протяженностью и разветвленностью сети 10 кВ.

По мощности и напряжению электроприемники относятся в большинстве своем к потребителям малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 220 – 380 В различные бытовые приборы, плиты, холодильное оборудование, освещение и электрическое отопление и т.д.

По роду тока электроприемники относятся к потребителям переменного тока промышленной частоты 50 (Гц).

По степени надежности электроснабжения электроприемников их категория устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. В данной работе в основном составе нагрузки присутствуют потребители третьей категории порядка 90 %, остальная часть относится ко второй категории.

В данном районе расположены следующие потребители, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Потребители электроэнергии

№	Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников
1	2	3
Коммунально – бытовые потребители		
1	Коттедж	1137
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)		
2	Насосная	3
3	Базовая станция ("МТС Энерго")	1
4	Жилищно-коммунальное управление ("Квартал 28")	2
5	Автосервис	5
6	Стройплощадка многоквартирного жилого дома	2
7	Производственная база	3
8	Продуктовые магазины	9
9	Аптека	1
10	Школа	1
11	Детские сады	5
12	Парикмахерские	3
13	Гаражи	471

Согласно данным о технологическом присоединении, в данном районе, планируется строительство 61 новых коттеджей, из которых 33 уже на стадии завершения.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ЧИГИРИ

2.1 Источники питания и их анализ

Основными центрами питания являются ПС 110 кВ Чигири, ПС 110/10 кВ Кооперативная и ПС 110/10 кВ Дачная, которые в свою очередь питаются от системообразующих центров района г. Благовещенска, это ПС 220/110/35 кВ Благовещенская и ПС 110/35/10 кВ БТЭЦ.

Подстанция Чигири была введена в эксплуатацию в 1984 году и является ответвительной двухтрансформаторной ПС питаемой по 2-м ВЛ и выполненной по схеме № 110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий). (рисунок 1). На данной ПС из нового оборудования по стороне 10 кВ установлены вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-25/1600У2 и ВВ/TEL-10-20/1000 и трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10-20 100/5 У2 и ТЛК-СТ-10-ТЛМ1(1) У2.

2.2 Характеристика схемы электроснабжения п. Чигири и её анализ

Посёлок Чигири питается от трёх подстанций. От ПС 110/10 кВ Чигири, ПС 110/10 кВ Кооперативная и ПС 110/10 кВ Дачная. В основном в п. Чигири схема питания является петлевой, что подтверждает следующий рисунок 2 с изображением карты п. Чигири с изображенной на ней схемой линий 6-10 кВ от ПС Чигири.

Так как в основном питание посёлка происходит от ПС Чигири, то проанализируем фидера данной подстанции. Фидера № 1, 1а, 2ф, 2,3,7,8,9,12,18,20,21,22,25 являются кольцевыми, и самым ненадёжным участком является 2 фидер ПС 110/10 кВ Чигири. Схема сети данного фидера достаточно разветвленная, большое количество отпаек от основного ствола фидера выполненные разными сечениями, что связано с застройкой по заявлениям технологического присоединения. На момент строительства отсутствовала четкая политика строительства и небыли известны данные по

нагрузкам. В основном фидер и отпайки выполнены голым проводом АС сечением 50 мм² чего при существующих нагрузках совершенно недостаточно. Дополнительное новое строительство по технологическому присоединению выполнялось отпайкой от основного фидера изолированным проводом СИП-3, сечением 50 мм² с максимально пропускным током 210 Ампер. Соответственно головной участок, построенный проводом АС 50 не пропускает существующие нагрузки. Линия в основном выполнена на железобетонных опорах со стеклянной изоляцией.



Рисунок 1 – Схема питания п. Чигири 6-10 кВ с главными кольцевыми фидерами от подстанций

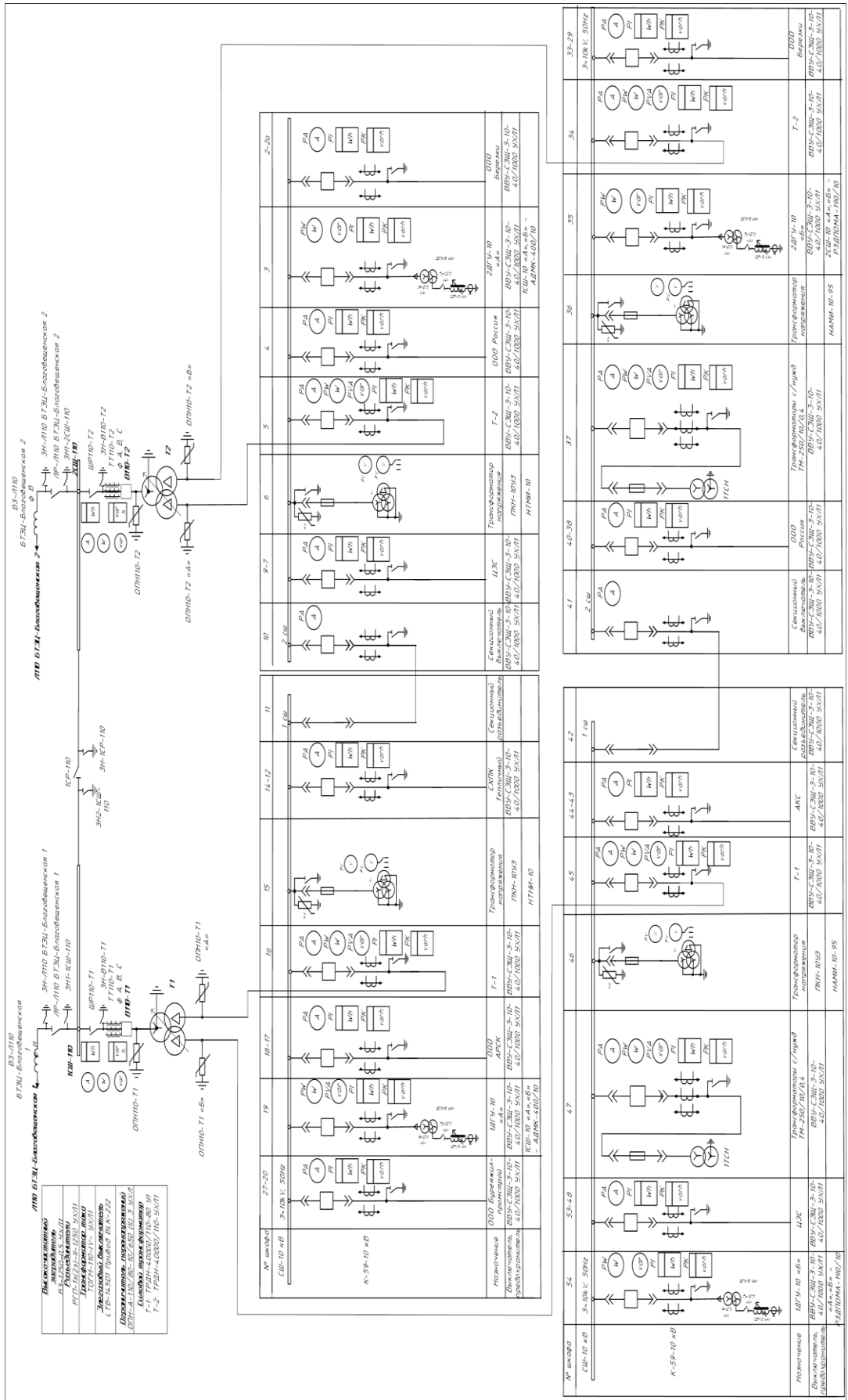


Рисунок 2 – Схема ПС 110/10 кВ ПС Чигири

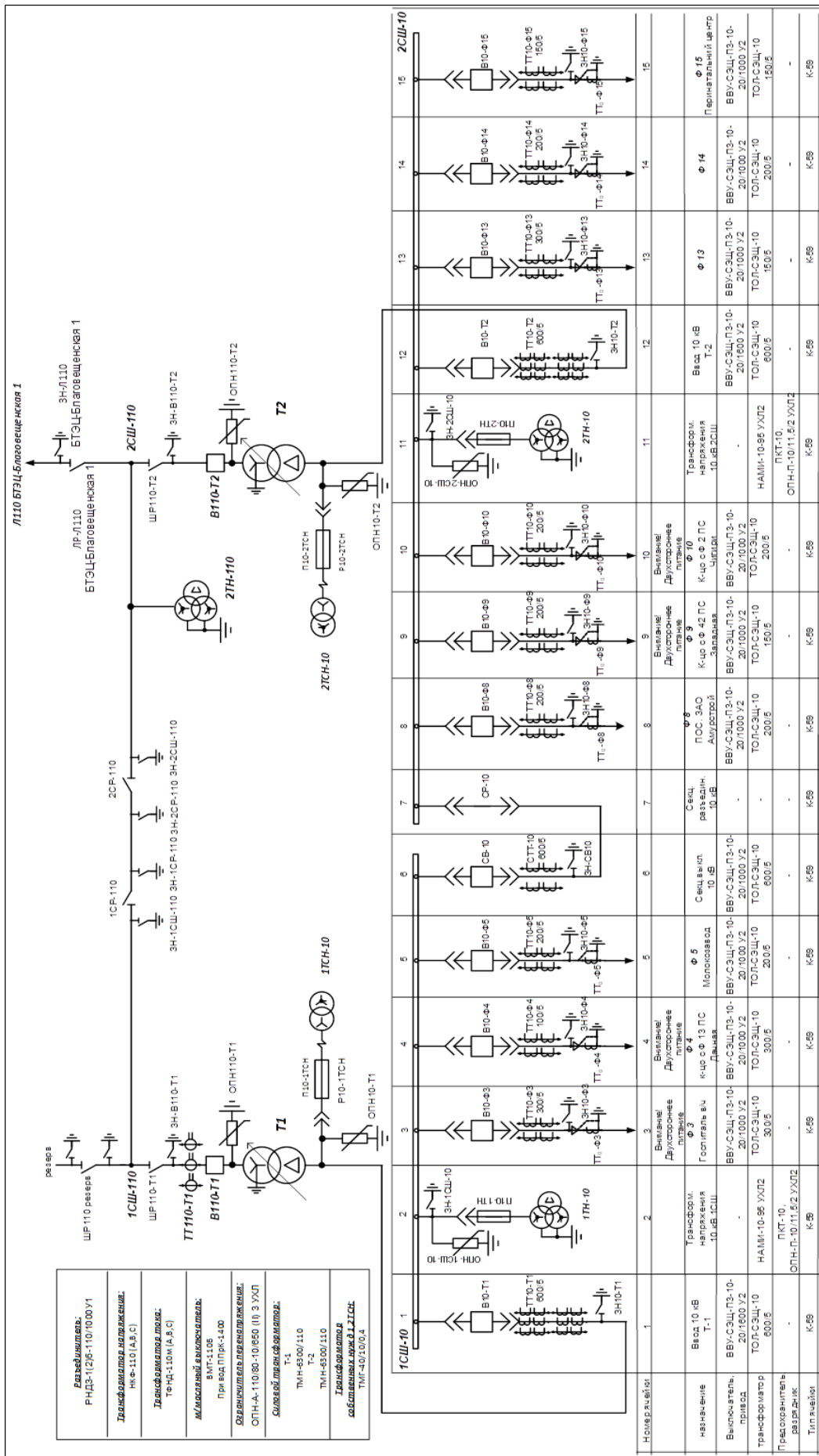


Рисунок 3 – Схема ПС 110/10 кВ ПС Кооперативная

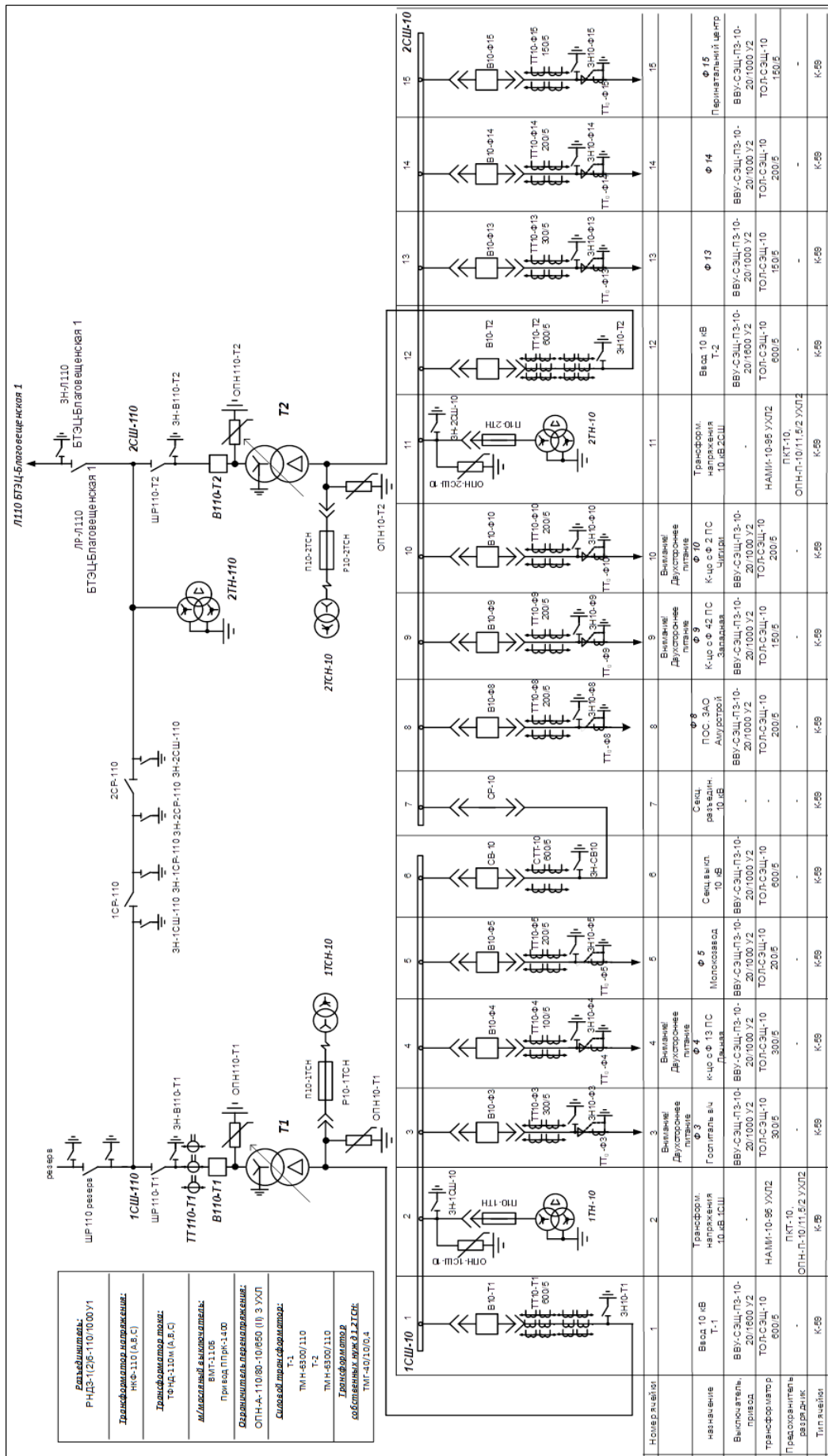


Рисунок 4 – Схема ПС 110/10 кВ ПС Дачная

2.3 Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП

В данном районе застройки устанавливались к трансформаторной подстанции различной мощности в зависимости от нагрузки и данных поданных заявителями при заполнении заявок на технологическое присоединение. Конструктивно ТП выполнены как в металлическом корпусе, так и в бетонном корпусе. Также присутствует некоторое количество мачтовых подстанций. Перечень ТП и существующие номинальные мощности ТП представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень ТП подключенных к ВЛ 10 кВ Ф-2 ПС 110/10 кВ Чигири

№ п/п	Наименование ТП	Номинальная мощность трансформаторов на ТП, кВА	Фактическая нагрузка трансформаторов на ТП [38], кВА
1	2	3	4
Ф-2 Чигири			
1	637 База	160	93
2	13-61 село	400	261
3	13-44 ж/дом	250	153
4	13-89 ж/дом	160	69
5	13-40 ж/дом	630	684
6	13-23 Коттедж	2x400	599
7	13-77 база	2x630	260
8	13-24 ж/д	100	57
9	13-96 ж/д	250	154
10	13-26	2x400	199

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
11	547 база	100	47
12	13-87 ж/д	250	223
13	706 ж/д	2x630	865
14	81 Гараж	100	41
15	255 водоканал	2x100	148
16	45 Тепл	100	27
17	13-125 ООО "Усадьба"	2x630	86
18	13-89 Коттедж	250	69
19	13-14 ж/д	2x400	361
20	19-16 ж/д	160	39
21	РП 10 кВ "Лайф-Сити"		
22	13-169 пос.	400	236
23	13-166 пос.	400	234
24	13-167 пос.	630	171
25	13-168 пос	400	336

Как видно из таблицы в данном районе разброс величин мощности очень высок, что подтверждается расчётом коэффициента фактической загрузки силовых трансформаторов.

Фактическая загрузка силовых трансформаторов определяется по формуле:

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

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

n – количество силовых трансформаторов на ТП, шт.;

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

$$Кз. ф. (637 база) = \frac{93}{160} = 0,58$$

Фактическую загрузку остальных силовых трансформаторов сведем в таблицу 4:

Таблица 4 – Фактическая загрузка силовых трансформаторов

№ п/п	Наименование	Фактическая загрузка силовых трансформаторов Коэффициент загрузки Кз.ф.
1	2	3
Ф-2 Чигири		
1	637 База	0,58
2	13-61 село	0,65
3	13-44 ж/дом	0,61
4	13-89 ж/дом	0,43
5	13-40 ж/дом	1,09
6	13-23 Коттедж	1,5
7	13-77 база	0,83
8	13-24 ж/д	0,57
9	13-96 ж/д	0,62
10	13-26 коттедж	0,25

Продолжение таблицы 4

1	2	3
11	547 база	0,47
12	13-87 ж/д	0,89
13	706 ж/д	0,69
14	81 Гараж	0,41
15	255 водоканал	0,74
16	45 Тепл	0,27
17	13-125 ООО "Усадьба"	0,07
18	13-89 Коттедж	0,28
19	13-14 ж/д	0,45
20	19-16 ж/д	0,24
21	РП 10 кВ "Лайф Сити"	-
22	13-169 пос.	0,59
23	13-166 пос.	0,59
24	13-167 пос.	0,27
25	13-168 пос	0,84

Как видно из полученных расчётов, трансформаторы на ТП загружены не равномерно. Это связано с неравномерной застройкой поселка, так как многие улицы застроены полностью, а на других стоят по 2-3 дома с пустыми участками, на которых только готовятся строить дома.[38]

Зная контрольные замеры на ТП, найдём общую мощность, которая протекает по Ф-2.

$$\sum S_{\text{ТП}} = \sqrt{\sum P_{\text{ТП}}^2 + \sum Q_{\text{ТП}}^2} = 5412 \text{ кВА}$$

Теперь найдём ток, протекающий по головному участку Ф-2:

$$I_{\Phi - 2} = \frac{\sum S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = \frac{5412}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 297.9 \text{ A}$$

Тем самым мы подтверждаем информацию о том, что головной участок Ф-2 выполненный голым проводом АС-50 не пропускает существующие нагрузки.

2.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения поселка Чигири

После проведённых расчётов мы можем с уверенностью сделать вывод о том, что данный фидер является проблемным. Силовые трансформаторы загружены неравномерно, что подтверждает расчёт коэффициента фактической загрузки силовых трансформаторов. Фидер выполнен разным материалом, имеет низкую надежность и не может обеспечить требуемую нагрузку потребителей, в связи с чем, подключение новых потребителей является проблемой, особенно учитывая то, что при отключении питания со стороны ПС Кооперативная, данный фидер отключится из-за срабатывания релейных защит по токовой отсечке.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников

Расчет электрических нагрузок поселка городского типа заключается в определении потребляемых мощностей тем или иным потребителем (электроприемником) при этом важно оценить какая именно нагрузка подключена к сети, то есть ее тип. Потому что от этого зависит дальнейший выбор мощности силовых трансформаторов, сечений питающих линий. В основном в Чигири сконцентрированы частные дома, коттеджи и несколько многоквартирных домов с небольшой долей промышленной нагрузки. Подробный расчет и реконструкцию сети 0,4 кВ произведем на участке, подключенном к ТП № 19-16 ж/д. К данной ТП подключены частные дома и есть ряд заявок на технологическое присоединение, которые необходимо обеспечить свободной мощностью.

Расчет ведется на основании инструкции по проектированию городских электрических сетей, которая распространяется как вновь сооружаемые, так и на реконструируемые электрические сети городов (районов и микрорайонов) и поселков городского типа до и выше 1 кВ.

Расчетная электрическая нагрузка домов $P_{кв}$, кВт определяется по формуле:

$$P_p = P_{кв} + k_y P_c ; \quad (2)$$

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

P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, $k_y = 0,9$.

Расчетную реактивную мощность жилого дома Q_p , кВар, определяется следующим образом:

$$Q_p = P_{кв} \cdot \operatorname{tg} \varphi + k_y (P_{р.л} \cdot \operatorname{tg} \varphi + P_{ст.у} \cdot \operatorname{tg} \varphi); \quad (3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициенты реактивной мощности;

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

$P_{р.л}$ - мощность лифтовых установок зданий, кВт (в нашем случае отсутствуют);

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

Полная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) S_p , кВА, определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (4)$$

где P_p - расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), кВт ;

Q_p - расчетная реактивная мощность жилого дома , квар.

Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения.

Достаточно часто рассматриваемые учреждения располагаются в жилых домах. В результате нагрузка на вводе в жилой дом в этом случае определяется:

$$P_{ж.д.общ} = P_{ж.д} + K_{н.м} \cdot P_{общ}; \quad (5)$$

где $P_{ж.д. общ}$ - расчетная электрическая нагрузка жилого здания, в которое встраивается учреждение;

$P_{общ}$ — расчетная нагрузка учреждения, встроенного в жилой дом;

$K_{н.м.}$ — коэффициент участия максимума нагрузки встроенного предприятия в максимуме нагрузки жилого дома.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий.

Согласно справочной информации расчетная электрическая нагрузка общественного здания P , кВт, определяется:

$$P = P_{уд} \cdot m; \quad (6)$$

где $P_{уд}$ - удельная нагрузка здания:

- для предприятий торговли, кредитно-финансовых учреждений, предприятий связи, кВт/м²;

- для учреждений образования, предприятий общественного питания и коммунально-бытового обслуживания, клубов, больниц и т.п., кВт/место;

- для прачечных, кВт/кг вещей;

m – соответственно:

- площадь, м²;

- количество мест, место;

- масса вещей, кг.

Расчетная реактивная мощность здания Q_p кВар, определяется по формуле:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (7)$$

где P_p - расчетная электрическая нагрузка общественного здания, кВт;

$\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент мощности общественного здания.

Укрупненные удельные нагрузки и коэффициенты мощности общественных зданий для ориентировочных расчетов принимаем по справочнику.

Для современных домов (коттеджей) учитывая повышенные комфортные условия жизни, будем считать, что в каждом доме стоит электроплита и водонагреватель, а также другая современная техника. Нагрузку на вводе в коттедж примем равной 7,5 кВт. Нагрузку домов будем по мере расчетов распределять по трансформаторным подстанциям.

Потребители, подключенные к ТП № 19-16 ж/д, это частные дома значит для одного дома нагрузка будет равна:

$$P_{р.ж.д.} = 7,5 + 0,9 * 7 = 13,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.ж.д.} = P_{р.ж.д.} * \text{tg}\varphi = 13,8 * 0,2 = 2,76 \text{ кВар}$$

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{Q_{р.ж.д.}^2 + P_{р.ж.д.}^2} = \sqrt{2,76^2 + 13,8^2} = 14,1 \text{ кВА}$$

Приводится формула, исходные данные, которые в ней использованы, расчет, анализ.

На данный момент к ТП подключено 3 коттеджа, тогда итоговая мощность будет равна:

$$S_{р.ж.д.ТП 19-16 ж/д} = 14,1 * 3 = 42,2 \text{ кВА}$$

Сведем все расчёты в таблицу 5 для выяснения общей существующей нагрузки на всём 2 фидере ПС Чигири:

Таблица 5 – Расчет жилой нагрузки

№	Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников	P_p , кВт	$tq \phi$	Q , кВар	S , кВА
1	2	3	5	6	7	8
Коммунально – бытовые потребители						
1	Коттедж	327	4512,6	0,2	902,52	4602
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)						
2	Насосная	3	231,5	0,35	81,1	245,3
3	Базовая станция ("МТС Энерго")	1	1,3	0,31	0,4	1,4
4	Жилищно-коммунальное управление ("Квартал 28")	2	186,9	0,33 5	62,6	197,1
5	Автосервис	1	19,6	0,35	6,9	20,8
6	Стройплощадка многоквартирного жилого дома	1	196,2	0,35	68,7	207,9
7	Производственная база	1	6,7	0,35	2,3	7,1

Как видно из таблицы, основную нагрузку представляют из себя коммунально-бытовые потребители (коттеджи).

Распределим нагрузку по существующим трансформаторным подстанциям. Исходя из того, что в существующем законодательстве в России достаточно затруднительно произвести дополнительный выбор земельных участков, трансформаторные подстанции, места их расположения и количество оставим без изменения.

3.2. Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников

При реконструкции помимо существующих нагрузок необходимо учитывать и перспективный рост нагрузки, а также замена существующих деревянных опор линий электропередач на железобетонные опоры и увеличение существующего сечения линий. Перспективный рост нагрузки в основном происходит на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ за счет присоединения новых жилых домов или увеличения нагрузки в существующих домах.

Согласно данным о технологическом присоединении, в данном районе, планируется строительство 61 новых коттеджей, из которых 33 уже на стадии завершения. Тем самым нас ожидает рост нагрузки в размере:

$$S_{p.ж.д.} = 14.1 * 61 = 860,1 \text{ кВА}$$

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

Сети 0,4 кВ выполняются трехфазными, четырехпроводными. В основном применяется радиальная схема распределения от понижающих ТП 10/0,4 кВ. Нейтральный провод заземлен на ТП 10/0,4 кВ и в конце каждой ветви или линии длиной более 200 м или на расстоянии не более 200 м от конца линии или ветви, где подключена нагрузка.

Потребители относятся к потребителям II и III категории надежности электроснабжения.

Основным принципом построения распределительной сети 0,4 кВ для электроприемников второй категории является сочетание петлевых схем, обеспечивающих двухстороннее питание потребителей. При этом линии в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным ТП.

Для жилых домов с электроплитами, административных зданий, учебных заведений предусматривается два ввода в ВРУ, которые позволяют обеспечивать резервное электроснабжение при отключении питания одного из вводов.

4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий

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

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и

по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами.

$$P_{p.l} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{y_i} \cdot P_{зді}, \quad (8)$$

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

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

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

$$Q_{p.l} = Q_{зд.max} + \sum_1^n k_{y_i} \cdot Q_{зді}, \quad (9)$$

где $Q_{зд.max}$ – наибольшее значение реактивной нагрузки здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$Q_{зді}$ – расчетная реактивная нагрузка других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{y_i} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов.

Определим расчетную электрическую нагрузку для линии №1 питаемой от ТП № 19-16 ж/д рисунок 5.

Расчетная электрическая нагрузка равна

$$P_{p.l} = 13,8 + 2 * 0,6 * 13,8 = 30,36 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.l} = 2,76 + 2 * 0,6 * 2,76 = 6,07 \text{ кВт}$$

$$S_{p.l.} = \sqrt{P_{p.l.}^2 + Q_{p.l.}^2} = \sqrt{30,36^2 + 6,07^2} = 31 \text{ кВА}$$

Результаты расчета по остальным линиям 0,4кВ приведены в таблице .

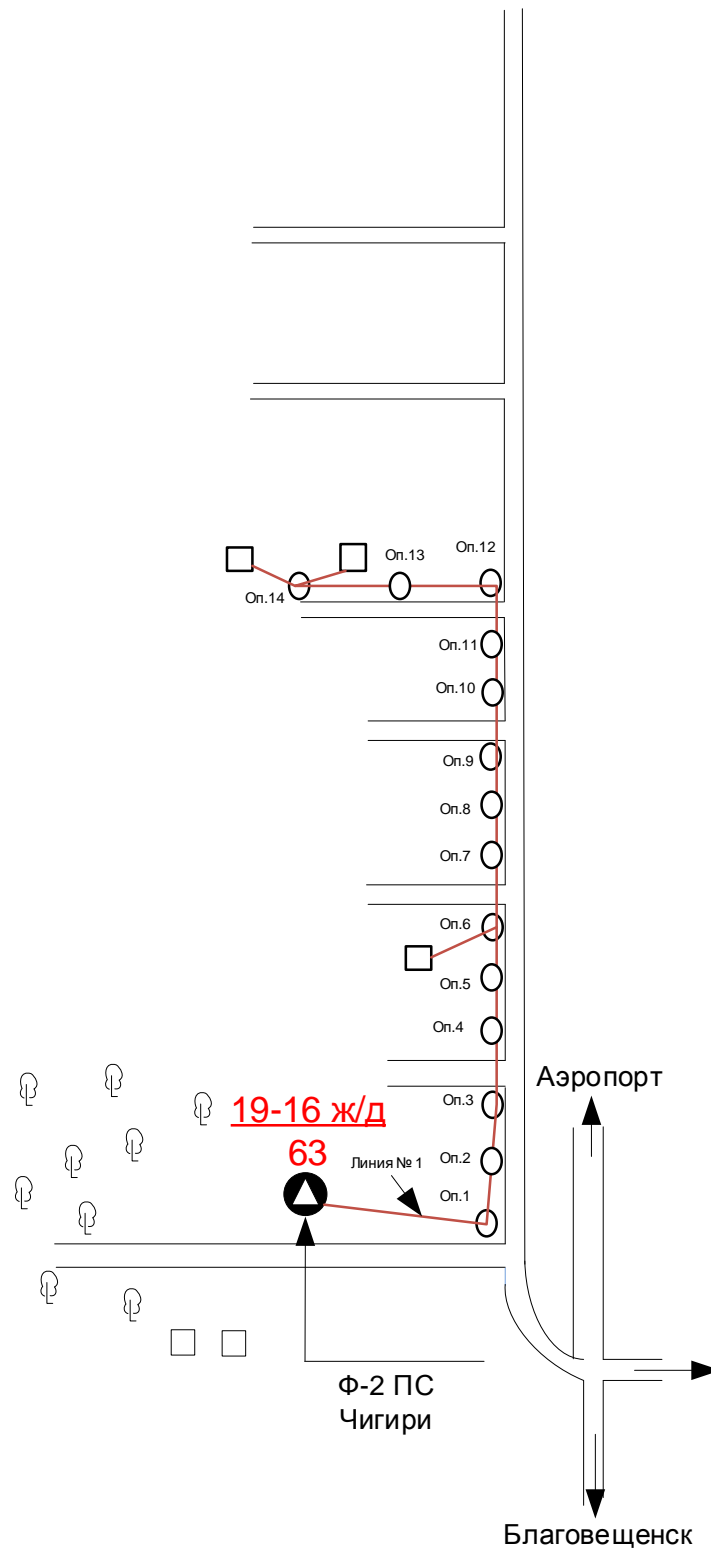


Рисунок 5 – Схема сети 0,4 кВ линии № 1 ТП 19-16 ж/д

Таблица 6 – Расчетные нагрузки линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	S, кВА	ТП	№ линии	S, кВА
19-16	1	31,0	547,0	1,0	80,9
13-61	1	84,4		13-89	2,0
	2	126,7	1,0		139,3
	3	112,6	2,0		142,3
	4	267,4	13-24		1,0
637	1	8,4		2,0	15,0
13-44	1	301,0		3,0	10,0
13-40	1	271,0		4,0	19,0
	2	295,5	13-96	1,0	154,0
	3	301,0	13-87	1,0	169,2
	4	309,6		2,0	40,0
13-23	1	156,4		3,0	13,8
	2	170,5	45,0	1,0	27,0
	3	300,9	13-125	1,0	40,0
	4	225,6		2,0	46,0
	5	155,1	13-89	1,0	69,0
	6	155,1	13-169	1,0	120,0
	7	204,1		2,0	116,0
13-77	1	15,5	13-166	1,0	96,0
13-26	1	70,5		2,0	138,0
	2	114,1	13-167	1,0	171,0
	3	139,7	13-168	1,0	201,0
	4	56,4		2,0	135,0
706	1	14,1	13-14	1,0	14,1
81	1	14,1		2,0	42,3
255	1	14,1			
	2	289,4			

4.3 Выбор площади сечений и количества линий

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция сети 0,4 кВ с использованием самонесущего изолированного провода СИП. Преимущества провода СИП в сравнении с неизолированными проводами следующие:

- возможность сооружения линии электропередач без вырубки просек;
- возможность совместной подвески на опорах с телефонной линией;

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

Сечение проводов вдоль магистрали ВЛ согласно ПУЭ [п. 2.4.16] следует выполнять постоянным. На ВЛ отходящих от одной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, следует предусматривать не более двух-трех сечений проводов.

По условиям механической прочности на магистралях ВЛ, на линейном ответвлении от ВЛ и на ответвлениях к вводам следует применять провода с минимальными сечениями:

- магистраль, линейные ответвления выполняются сечением не менее 50 мм²;
- ответвление к вводам выполняется сечением не менее 16 мм².

Используя расчетную нагрузку головного участка каждой линии, определенную ранее по таблице 6, находим максимальную величину тока в фазе в нормальном режиме:

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

где $S_{p.l}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{л}$ – номинальное напряжение, кВ.

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

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

Определим расчетный ток для линии №1 питаемой от ТП 19-16 ж/д:

$$I_{p.l} = \frac{31 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 44.8 \text{ А}$$

Принимаем сечение 3x16+1x25 мм² с длительно допустимым током 100 А.

Выбранные сечения по остальным линиям приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетные нагрузки, сечение линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	$S_{p.l}$, кВА	$I_{p.l}$, А	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм ²	$I_{доп}$, А
1	2	3	4	5	6
19-16	1	31,0	44,8	3x16+1x25	100

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
13-61	1	84,4	122,0	3×50+1×70	195
	2	126,7	183,0	3×35+1×70+1×25	240
	3	112,6	162,7	3×50+1×70	195
	4	267,4	386,4	3×240+1×96	515
637	1	8,4	12,1	3×16+1×25	100
13-44	1	301,0	435,0	3×240+1×96	515
	1	271,0	391,6	3×240+1×96	515
13-40	2	295,5	427,1	3×240+1×96	515
	3	301,0	435,0	3×240+1×96	515
	4	309,6	447,4	3×240+1×96	515
	1	156,4	226,0	3×95+1×95	300
13-23	2	170,5	246,4	3×95+1×95	300
	3	300,9	434,8	3×240+1×96	515

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
	4	225,6	326,0	3×120+1×96	340
	5	155,1	224,1	3×95+1×95	300
	6	155,1	224,1	3×95+1×95	300
	7	204,1	294,9	3×95+1×95	300
13-77	1	15,5	22,4	3x16+1x25	100
13-26	1	70,5	101,9	3×50+1×70	195
	2	114,1	164,9	3x35+1x70+1x25	240
	3	139,7	201,9	3×95+1×95	300
	4	56,4	81,5	3x16+1x25	100
706	1	14,1	20,4	3x16+1x25	100
81	1	14,1	20,4	3x16+1x25	100
255	1	14,1	20,4	3x16+1x25	100
	2	289,4	418,2	3×240+1×96	515

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
547	1	80,9	116,9	3×50+1×70	195
	2	56,4	81,5	3x16+1x25	100
13-89	1	139,3	201,3	3×95+1×95	300
	2	142,3	205,6	3×95+1×95	300
13-24	1	13,0	18,8	3x16+1x25	100
	2	15,0	21,7	3x16+1x25	100
	3	10,0	14,5	3x16+1x25	100
	4	19,0	27,5	3x16+1x25	100
13-96	1	154,0	222,5	3×95+1×95	300
13-87	1	169,2	244,5	3×95+1×95	300
	2	40,0	57,8	3x16+1x25	100
	3	13,8	19,9	3x16+1x25	100
45	1	27,0	39,0	3x16+1x25	100

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
13-125	1	40,0	57,8	3x16+1x25	100
	2	46,0	66,5	3x16+1x25	100
13-89	1	69,0	99,7	3×50+1×70	195
13-169	1	120,0	173,4	3×50+1×70	195
	2	116,0	167,6	3×50+1×70	195
13-166	1	96,0	138,7	3×50+1×70	195
	2	138,0	199,4	3x35+1x70+1x25	240
13-167	1	171,0	247,1	3×95+1×95	300
13-168	1	201,0	290,5	3×120+1×96	340
	2	135,0	195,1	3x35+1x70+1x25	240
13-14	1	14,1	20,4	3x16+1x25	100
	2	42,3	61,1	3x16+1x25	100

Выбранное сечение проводов проверяется на допустимую потерю напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Для показателей качества электрической энергии (КЭ) в новом стандарте ГОСТ 32144-2013 установлены следующие нормы: положительные и отрицательные

отклонения напряжения в точках передачи электрической энергии (ТПЭ) не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю. Потеря напряжения на участках линий определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I_i * L_0 * \sqrt{3}}{U_{ном}} * (r_i * \cos(\varphi_i) + x_i * \sin(\varphi_i)) * 100\% \quad (11)$$

где I – рабочий максимальный ток;

L – длина линии, км;

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

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

Рассчитаем потерю напряжения для линии №1 ТП №33.

Рассчитаем потерю напряжения на участке ТП 19-16 ж/д на линии № 1:

$$\begin{aligned} \Delta U_{ТП33-вл1} &= \frac{44,8 * 0,073 * \sqrt{3}}{380} * (0,162 * 0,97 + 0,07 * 0,25) * 100\% \\ &= 2,8\% \end{aligned}$$

Потери напряжения по участкам 0,4 кВ приведены в следующей таблице 8.

Таблица 8 – Потери напряжения по линиям 0,4 кВ

ТП	№ линии	$I_{р.л}$, А	ΔU , %	ТП	№ линии	$I_{р.л}$, А	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7	8
19-16	1	44,8	2,8	255	1	20,4	3,34
813-61	1	122,0	4,37	547	2	418,2	3,47
	2	183,0	4,76		1	116,9	4,76
	3	162,7	4,08		2	81,5	4,3
	4	386,4	2,14	13-89	1	201,3	3,98
637	1	12,1	4,76		2	205,6	4,81

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
13-44	1	435,0	4,76	13-24	1	18,8	4,76
13-40	1	391,6	4,3		2	21,7	4,3
	2	427,1	3,98		3	14,5	3,98
	3	435,0	4,81		4	27,5	4,44
	4	447,4	1,02	13-96	1	222,5	1,02
13-23	1	226,0	3,34	13-87	1	244,5	4,76
	2	246,4	3,99		2	57,8	4,08
	3	434,8	2,1		3	19,9	2,14
	4	326,0	2,68	45	1	39,0	4,76
	5	224,1	0,73	13-125	1	57,8	4,76
	6	224,1	4,21		2	66,5	4,3
	7	294,9	4,81	13-89	1	99,7	3,98
13-77	1	22,4	4,35	13-169	1	173,4	4,76
13-26	1	101,9	4,76		2	167,6	4,3
	2	164,9	4,76	13-166	1	138,7	3,98
	3	201,9	4,3		2	199,4	4,81
	4	81,5	3,98	13-167	1	247,1	1,02
706	1	20,4	4,81	13-168	1	290,5	3,34
81	1	20,4	1,02		2	195,1	3,47
				13-14	1	20,4	4,54
					2	61,1	3,01

4.4 Расчет наружного освещения

Расчет освещения улиц в сельских населенных пунктах, для реконструируемых сёл, где поселковые 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. Используем светодиодный консольный светильник Feron SP2920.

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется по выражению:

$$P_{oc} = P_{oc.уд} \cdot l, \quad (12)$$

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

l – длина, км.

Расчет освещения сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет уличного освещения

№ ТП	Длина участка, км	Удельная нагрузка, кВт/км	Нагрузка освещения улиц, кВт
1	2	3	4
637 База	0,9	6	5,4
13-61 село	0,4	6	2,4
13-44 ж/дом	1,1	6	6,6
13-89 ж/дом	0,7	6	4,2
13-40 ж/дом	0,8	6	4,8
13-23 Коттедж	0,5	6	3
13-77 база	1,2	6	7,2
13-24 ж/д	1,6	6	9,6
13-96 ж/д	0,87	6	5,22
13-26 коттедж	0,64	6	3,84
547 база	0,8	6	4,8
13-87 ж/д	1,3	6	7,8
706 ж/д	1,7	6	10,2
81 Гараж	1,12	6	6,72
255 водоканал	0,89	6	5,34
45 Тепл	1,31	6	7,86
13-125 ООО "Усадьба"	0,74	6	4,44

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
13-14 ж/д	1,2	6	7,2
19-16 ж/д	1,15	6	6,9
13-169 пос.	0,87	6	5,22
13-166 пос.	0,92	6	5,52
13-167 пос.	1,4	6	8,4
13-168 пос	1,3	6	7,8
Суммарная нагрузка освещения, кВт			145,98

5 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

5.1 Оценка целесообразности компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности направлена в основном на экономию (уменьшению потерь) при эксплуатации распределительных сетей и одновременно на улучшение качества напряжения. Найдём коэффициент мощности $tg\varphi$ зная активную и реактивную нагрузку, приведённую к шинам ТП:

Таблица 10 – Расчёт коэффициента мощности на ТП

№ ТП	Активная мощность P, кВт	Реактивная мощность Q, кВар	Коэффициент мощности $tg\varphi$
1	2	3	4
637 База	32	10	0,3
13-61 село	579	191	0,3
13-44 ж/дом	301	81	0,3
13-89 ж/дом	1183	321	0,3
13-40 ж/дом	1173	319	0,3
13-23 Коттедж	1366,7	401	0,3
13-77 база	15,1	4	0,3
13-24 ж/д	55	18	0,3
13-96 ж/д	152	44	0,3
13-26 коттедж	376	121	0,3
547 база	137	34	0,2
13-87 ж/д	227	47	0,2
706 ж/д	14,0	3	0,2
81 Гараж	13,9	4	0,3
255 водоканал	301,0	89	0,3

Продолжение таблицы 10

45 Тепл	27,0	7	0,3
13-125 ООО "Усадьба"	80,0	26	0,3
13-89 Коттедж	69,0	21	0,3
13-14 ж/д	53,4	14	0,3
19-16 ж/д	30,7	10,4	0,3
13-169 пос.	234,0	70,4	0,3
13-166 пос.	237,0	64,4	0,3
13-167 пос.	167,0	47	0,3
13-168 пос	331,5	91	0,3

Как видно из приведенной выше таблицы 9, коэффициент мощности объектов не превышает значения нормируемого в приказе Минпромэнерго России № 380 от 23.06.2015 г. (для электрической сети 0,4кВ $\text{tg}(\varphi)=0,4$), за исключением насосных станций, где $\text{tg}(\varphi)=0,75$.

Согласно [п.6.34] для местных и центральных насосных, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, компенсация реактивной нагрузки, как правило, не требуется, если в нормальном режиме работы расчетная мощность компенсирующего устройства на каждом рабочем вводе не превышает 50 квар поэтому компенсация реактивной нагрузки не требуется.

5.2 Расчет электрических нагрузок ТП

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

Согласно методике, описанной в методических указаниях по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного

назначения, [18] произведем расчет суммарной нагрузки на шинах подстанций.

$$P_{ТПЗЗ} = P_{pMAX} + \sum p_{доб} \quad (13)$$

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

$P_{добi}$ – добавка к большей слагаемой нагрузке, согласно источнику [6].

Если для участков линий 0,38 кВ присоединенные к ним потребители разнородны (например, жилые дома и производственные объекты) или нагрузки на вводах к этим потребителям различаются более чем в 4 раза, то суммирование рекомендуется проводить с помощью данных табл. 54.12, [6]. При этом к большей из двух слагаемых нагрузок прибавляется надбавка ΔP от меньшей.

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП 19-16 ж/д. Согласно данным таблицы 6 расчётная нагрузка трансформаторной подстанции проходит по одной линии, которая питает несколько коттеджей. Зная результирующую нагрузку на отходящей от ТП линии умножим её на коэффициент перспективного роста нагрузок, принимаемый равным 3,2 % от существующей нагрузки:

$$S_{ТП19-16 p.} = S_{ТП19-16 сущ.} * 3,2\% \quad (14)$$

$$S_{ТП19-16 p.} = 31 * 3,2\% = 31,9 \text{ кВА}$$

Результаты расчета остальных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет нагрузки, приведенный к шинам ТП

№ ТП	$S_{p.l}$,кВА	№ ТП	$S_{p.l}$,кВА
1	2	3	4

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
637 База	33,0157	706 ж/д	14,6
13-61 село	609,993	81 Гараж	14,6
13-44 ж/дом	310,632	255 водоканал	313,2
13-89 ж/дом	1214,82	45 Тепл	27,9
13-40 ж/дом	1214,82	13-125 ООО "Усадьба"	88,8
13-23 Коттедж	1411,47	13-89 Коттедж	71,2
13-77 база	15,9726	13-14 ж/д	58,2
13-24 ж/д	58,824	19-16 ж/д	31,9
13-96 ж/д	158,928	13-169 пос.	243,6
13-26 коттедж	392,882	13-166 пос.	241,5
547 база	141,694	13-167 пос.	176,5
13-87 ж/д	230,136	13-168 пос	346,8

5.3 Выбор схемы и конструкции ТП

Трансформаторная подстанция — это электротехническое устройство, предназначенное для приема, изменения уровня напряжения и распределения энергии.

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы. Трехтрансформаторные подстанции используются редко, как вынужденное решение при реконструкции, расширении подстанции, при системе раздельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

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

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

Для проверки соответствия установленного трансформатора нагрузки, рассчитаем и выберем силовой трансформатор для сравнения с существующим:

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП 19-16:

$$S_{PT1} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (15)$$

$$S_{ТП\ 19-16} = \frac{31,9}{1 \cdot 0,85} = 37,6 \text{ кВА},$$

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

n_T - число трансформаторов;

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

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет: $K_3=0,65-0,7$ а для однотрансформаторных подстанций $K_3=0,8-0,85$.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной. Выбираем силовые трансформаторы 100 кВА.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП 19-16:

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{S_p}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}} ; \quad (16)$$

$$K_{з.норм.} = \frac{37,6}{1 * 100} = 0,86$$

$$K_{з\text{ на}} = \frac{S_p}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)} ; \quad (17)$$

Коэффициент загрузки как в аварийном режиме, так и в нормальном соответствует норме.

Выбираем трансформаторы типа: ТМ-100/10/0.4.

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

ТП	Устанавливаемые трансформаторы	Кз		
		Sp. кВА	норм	после аварийный
1	2	3	4	5
637 База	ТМ - 100	33,0	0,85	-
13-61 село	2хТМ - 630	610,0	0,7	1,4
13-44 ж/дом	2хТМ - 400	310,6	0,6	1,1
13-89 ж/дом	2хТМ-630	1214,8	0,5	1,1
13-40 ж/дом	2хТМ-630	1214,8	0,5	1,1
13-23 Коттедж	2хТМ-630	1411,5	0,6	1,3
13-77 база	ТМ - 100	16,0	0,86	-
13-24 ж/д	ТМ - 100	58,8	0,87	-

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
13-96 ж/д	2хТМ - 250	158,9	0,5	0,9
13-26 коттедж 547 база	2хТМ - 400	392,9	0,7	1,4
	ТМ - 250	141,7	0,86	-
13-87 ж/д	2хТМ - 250	230,1	0,7	1,3
706 ж/д	ТМ - 100	14,6	0,86	-
81 Гараж	ТМ - 100	14,6	0,85	-
255 водоканал	2хТМ - 400	313,2	0,6	1,1
45 Тепл	ТМ - 100	27,9	0,86	-
13-125 ООО "Усадьба"	ТМ - 250	88,8	0,85	-
13-89 Коттедж	ТМ – 250	71,2	0,85	-
13-14 ж/д	ТМ – 100	58,2	0,85	-
19-16 ж/д	ТМ – 100	32,0	0,86	-
13-169 пос.	2хТМ – 400	243,6	0,4	0,9
13-166 пос.	2хТМ – 400	241,5	0,4	0,9
13-167 пос.	2хТМ – 400	176,5	0,3	0,6
13-168 пос	2хТМ - 400	346,8	0,6	1,2

Три трансформаторных подстанции оказались недогруженными, так как эти ТП относились к принятым сетям РП «Лайф сити» и дальнейшая застройка многоквартирными жилыми домами на данном участке планируется в 2022-23 годах.

Таблица 13 - Параметры выбранных трансформаторов 10/0,4 кВ

Марка	$\Delta P_{x, \text{кВт}}$	$\Delta P_{k, \text{кВт}}$	$U_k, \%$	$I_x, \%$
ТМ - 630/10	2,27	7,6	5,5	2
ТМ - 400/10	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ - 250/10	1,05	3,7	4,5	2,3
ТМ - 100/10	0,49	1,97	4,5	2,6
ТМГ-1600	1,55	10,2	5,5	2

6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ЧИГИРИ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

6.1 Выбор схемы конфигурации сети

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети.

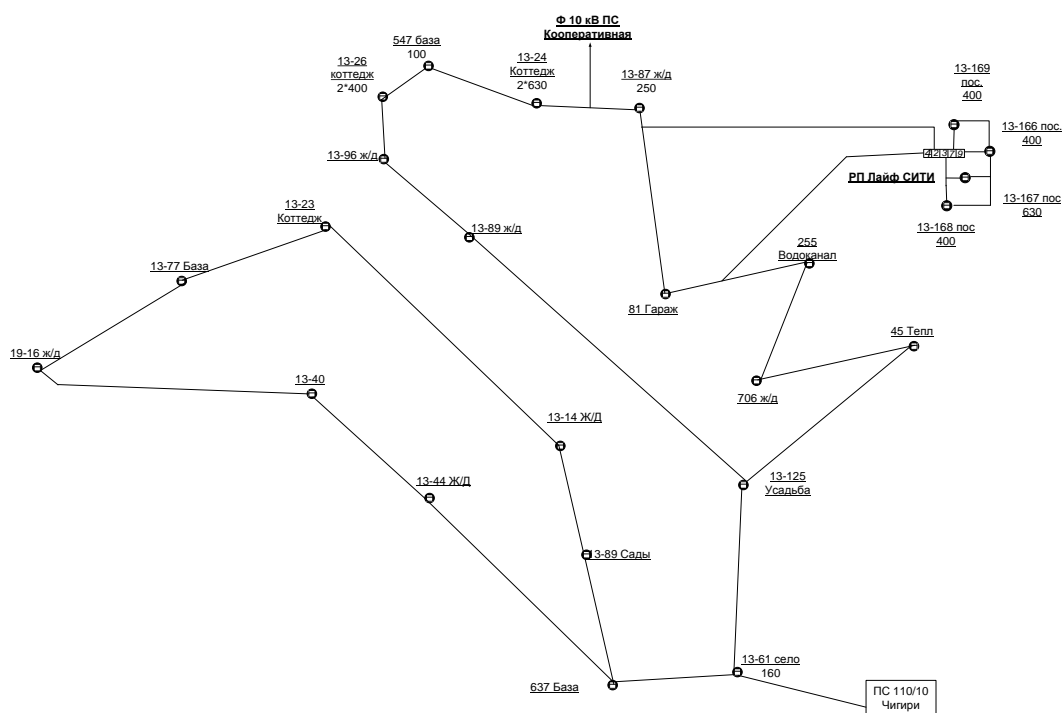


Рисунок 6– первый вариант конфигурации сети

В первом варианте реконструкции электрической сети рассматривается применение петлевой схемы для питания всех потребителей поселка Чигири. Наличие такой схемы позволяет в случае коротких замыканий на нескольких линиях оставлять в работе большую часть потребителей. В случае возникновения К/З на линии между ПС Чигири и ТП 13-61 село, вся мощность для питания потребителей, пойдёт через Ф-10 от ПС Кооперативная.

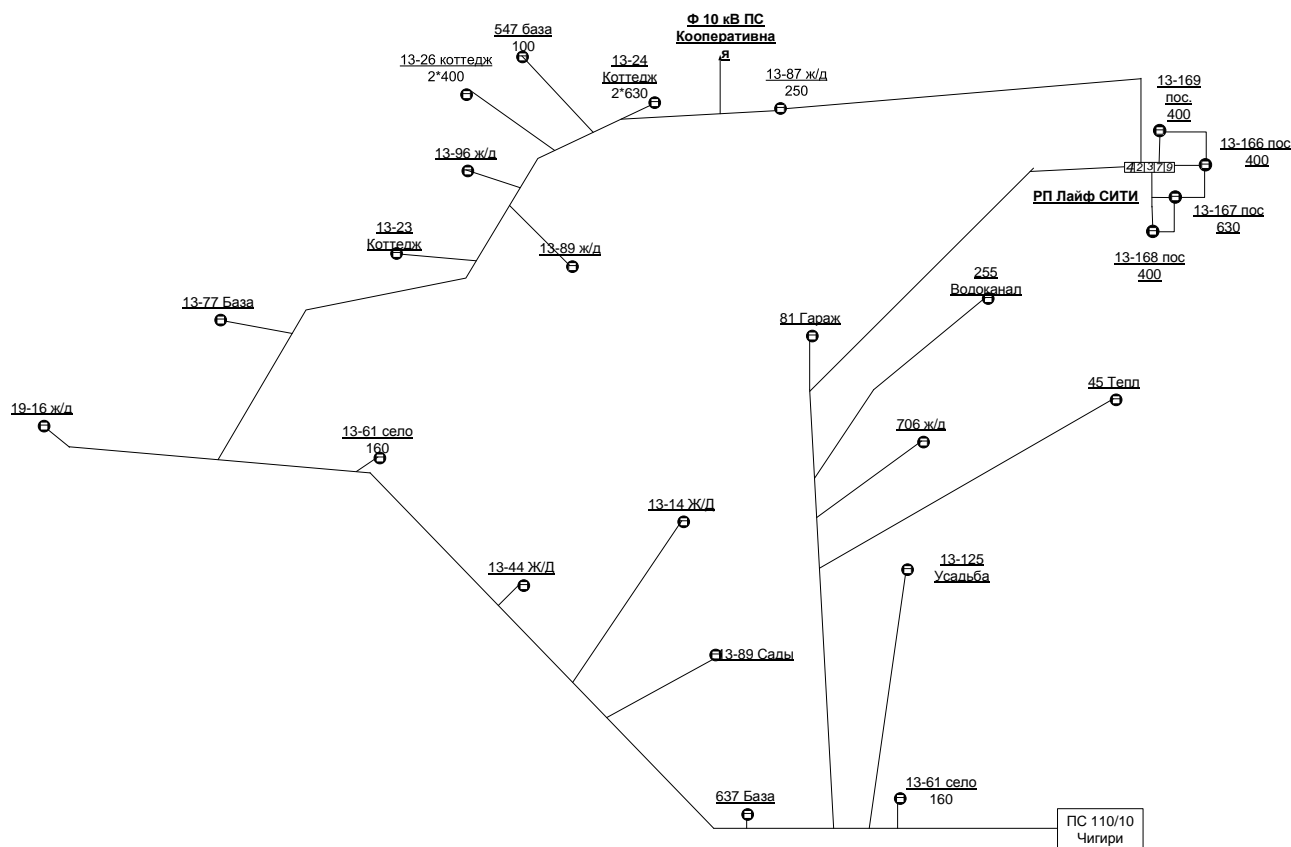


Рисунок 7 – второй вариант конфигурации сети

Второй вариант реконструкции электрической сети предусматривает надежное электроснабжение потребителей III категории. При этом потребители III категории надежности будут обесточены только в случае повреждения ВЛ непосредственно на отпайке возле ТП.

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

6.2 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Расчетные электрические нагрузки сетей 10(6) кВ определяется произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, принимаемый по [таб. 2.4.1].

Для определения электрических нагрузок сетей 10(6) кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери — это потери в обмотках трансформатора, и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода — это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2, \quad (18)$$

$$\Delta Q_T = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{трном}}{100}, \quad (19)$$

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

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

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

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

$S_{трном}$ — номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП № 637 база:

$$\Delta P_T = 2 * 0,49 + \frac{1}{2} * 1,97 * \left(\frac{33}{100}\right)^2 = 1.54 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 * \frac{4.5 * 33^2}{100 * 100} + 0.5 * \frac{2.6 * 100}{100} = 2.28 \text{ кВар}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{(P_{\text{р.ТП}} + \Delta P_T)^2 + (Q_{\text{р.ТП}} + \Delta Q_T)^2}, \quad (20)$$

Рассчитанные полные мощности трансформаторных подстанций по таблице 11, приведенные к высокой стороне с дорасчётом потерь мощности представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

ТП	Активная мощность P, кВт	Реактивная мощность Q, кВар	S_{ТП}, кВА
1	2	3	4
637 База	32.1	10	34.2
13-61 село	579.4	191.1	628,3
13-44 ж/дом	301.3	81	319,918
13-89 ж/дом	1183.7	321	1251,244
13-40 ж/дом	1173.5	319.4	1251,244
13-23 Коттедж	1366,7	401	1453,845
13-77 база	15,1	4	16,48
13-24 ж/д	55	18	60,564

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
13-96 ж/д	152.7	44	163,667
13-26 коттедж	376.6	121.5	404,687
547 база	137.4	34.1	145,951
13-87 ж/д	227.1	47	237,003
706 ж/д	14	3	15,038
81 Гараж	13,9	4	15,038
255 водоканал	301	89	322,596
45 Тепл	27	7	28,737
13-125 ООО "Усадьба"	80	26	91,464
13-89 Коттедж	69	21	73,336
13-14 ж/д	53,4	14	59,946
19-16 ж/д	30,7	10,4	32,96
13-169 пос.	234	70,4	250,908
13-166 пос.	237	64,4	248,745
13-167 пос.	167	47	181,795
13-168 пос	331,5	91	357,204

6.3 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ

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

Рассмотрим выбор сечения линии для второго варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 1.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

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

где S_p – полная мощность линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

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

$$S_{pф1} = S_{ТП13-61} = 7646,6 \text{ кВА}. \quad (22)$$

$$I_p = \frac{7646,6}{10 \cdot \sqrt{3}} = 442 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.доп} \geq I_p, \quad (23)$$

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

Для обеспечения соответствующего уровня надежности работы ВЛ 6-10 кВ СИП по условиям механической прочности провода в зависимости от климатических условий, как правило, применяют провода сечением не менее указанных в [табл. 2.9.8], где:

- на магистрали ВЛ принимаем сечение провода не менее 70 мм²;
- на ответвлении от магистрали ВЛ не менее 50 мм².

Так как нагрузка сравнительно небольшая для магистральных участков и для ответвлений выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 185 мм² с длительно допустимым током $I_{дл.доп} = 560 \text{ А}$.

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Выбранные марки и сечения распределительных линий 10 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	I _{доп} , А	I _p , А
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС	13-61	1,2	185	0,35	0,29	560	442
Φ-1							
13-61	637	0,6	70	0,63	0,49	310	255,541
637(н)	13-89	0,2	70	0,63	0,49	310	253,505
13-89	13-14	0,21	50	0,65	0,27	245	181,179
13-14	13-23	0,4	50	0,65	0,27	245	177,714
13-23	13-77	0,17	25	0,71	0,22	150	76,744
13-77	19-16	0,24	50	0,65	0,27	245	160,781
19-16	13-40	0,11	50	0,65	0,27	245	162,686
13-40	13-44	0,3	70	0,63	0,49	310	235,013
13-44	637(к)	0,29	70	0,63	0,49	310	253,505
Φ-2							
13-61	13-125	0,15	70	0,63	0,49	310	218,187
13-125	45	0,16	50	0,65	0,27	245	212,900
45	706	0,1	50	0,65	0,27	245	211,239
706	255	0,21	50	0,65	0,27	245	210,370
255	81	0,4	50	0,65	0,27	245	191,723
81	13-87	0,37	50	0,65	0,27	245	190,854
13-87	13-24	0,41	50	0,65	0,27	245	177,154
13-24	547	0,35	50	0,65	0,27	245	173,653
547	13-26	0,28	50	0,65	0,27	245	165,217
13-26	13-96	0,21	50	0,65	0,27	245	141,824
13-96	13-89	0,14	50	0,65	0,27	245	140,574
13-89	13-125	0,13	70	0,63	0,49	310	212,900
РП лайф СИТИ		0,32	25	0,71	0,22	150	61

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8
РП	13-169	0,12	25	0,71	0,22	150	14,503
РП	13-166	0,14	25	0,71	0,22	150	14,378
РП	13-167	0,1	25	0,71	0,22	150	10,508
РП	13-168	0,19	25	0,71	0,22	150	20,648

Таблица 16 – Длины и сечения вариантов реконструкции

Сечение, мм ²	l, км
1 Вариант	
70	2,52
50	2,91
25	0,87
2 Вариант	
70	2,18
50	2,11
25	0,6
25	0,15
25	0,87

6.4 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения до наиболее удаленной трансформаторной подстанции не должно превышать $\pm 5\%$.

Потеря напряжения на участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% \quad (24)$$

где r_0, X_0 – удельное активное и индуктивное сопротивление линии;

I_p – расчетный ток протекающий по участку линии;

l – длина линии, км.

Для примера определим потерю напряжения первого варианта для участка между ТП 13-61 и 637 фидера 1:

$$\Delta U_{1-15} = \frac{\sqrt{3} * 255,5 * 0,6}{10 * 10^3} * (0,63 * 0,98 + 0,49 * 0,2) * 100\% = 1,64\%$$

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

Таблица 17 – Потери напряжения ВЛ 10 кВ

№ нач	№ кон	l, км	дU, %
1	2	3	4
ПС	13-61	1,2	4,6
Фидер 1			
13-61	637	0,6	1,90
637(н)	13-89	0,2	0,63
13-89	13-14	0,21	0,47
13-14	13-23	0,4	0,88
13-23	13-77	0,17	0,16
13-77	19-16	0,24	0,48
19-16	13-40	0,11	0,22
13-40	13-44	0,3	0,87
13-44	637(к)	0,29	0,91
Фидер 2			
13-61	13-125	0,15	0,40
13-125 (н)	45	0,16	0,42
45	706	0,1	0,26
706	255	0,21	0,55
255	81	0,4	0,95
81	13-87	0,37	0,87
13-87	13-24	0,41	0,90
13-24	547	0,35	0,75

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
547	13-26	0,28	0,57
13-26	13-96	0,21	0,37
13-96	13-89	0,14	0,24
13-89	13-125 (к)	0,13	0,34
РП лайф СИТИ		0,32	
РП	13-169	0,12	0,02
РП	13-166	0,14	0,02
РП	13-167	0,1	0,01
РП	13-168	0,19	0,05

Результаты расчетов потери напряжения в послеаварийном режиме при отказе линии между ТП 19-16 и 13-40 и между ТП 13-87 и 13-24.

Таблица 18 – Потери напряжения ВЛ 10 кВ

№ нач	№ кон	l, км	дU, %
1	2	3	4
ПС	13-61	1,2	4,89
Фидер 1			
13-61	637	0,6	2,1
637(н)	13-89	0,2	1,63
13-89	13-14	0,21	1,03
13-14	13-23	0,4	1,73
13-23	13-77	0,17	2,01
13-77	19-16	0,24	1,2
19-16	13-40	0,11	-
13-40	13-44	0,3	2,3
13-44	637(к)	0,29	3,1
Фидер 2			
13-61	13-125	0,15	3,1
13-125 (н)	45	0,16	3,4
45	706	0,1	1,2
706	255	0,21	1,6
255	81	0,4	1,3
81	13-87	0,37	1,4
13-87	13-24	0,41	-

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
13-24	547	0,35	2,1
547	13-26	0,28	2,2
13-26	13-96	0,21	2,1
13-96	13-89	0,14	1,9
13-89	13-125 (к)	0,13	2,4
РП лайф СИТИ		0,32	1,7
РП	13-169	0,12	3,4
РП	13-166	0,14	3,1
РП	13-167	0,1	1,8
РП	13-168	0,19	1,9

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

6.5 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети

Обоснование 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 Октябрьского района одинаковые, то сравнение данных вариантов произведем на основе технико-экономических показателей ВЛ.

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице 19 приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа [5]:

Таблица 19 – Стоимость проводов СИП-3 и его монтажа

Сечение, мм ²	к ₀ , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИП, тыс.руб./км
50	129,492	47

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице 20

Таблица 20 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм ²	l, км	К, тыс. руб.
1 Вариант		
70	2,52	247,4
50	2,91	265,8
25	0,87	169,9
Всего:		683,1
2 Вариант		
70	2,18	231,46
50	2,11	228,17
25	0,6	157,2
25	0,15	136,05
25	0,87	169,9
Всего:		922,8

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э + И_{Dw} \quad (25)$$

где $И_a$ – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_э$ – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное 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:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (26)$$

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

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_э = a_э * K \quad (27)$$

где $a_э$ – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $a_э = 0,85\%$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_0 * \Delta W \quad (28)$$

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

ΔW – потери электроэнергии в сети.

Таблица 21 – Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
I_a , тыс. руб.	45,54	61,5
$I_э$, тыс. руб.	580,635	784,363
I_{dw} , тыс. руб.	1147,13	1202,57
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	1773,31	2048,5

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

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E * K + И \quad (29)$$

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

K – капитальные вложения;

$И$ – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 1841,62 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 2140,73 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 16%, поэтому выбираем первый вариант.

Так же стоит отметить, что со стороны надежности, предпочтительней первый вариант, так как в случае отказа любой линии между ТП, питание потребителей не прекращается, так как каждая ТП имеет резервную линию питания, что нельзя сказать о втором варианте.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

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

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

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

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

- метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);
- метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В дипломном проекте расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность

одного трансформатора или условную единицу мощности, например, 100 МВА.

7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

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

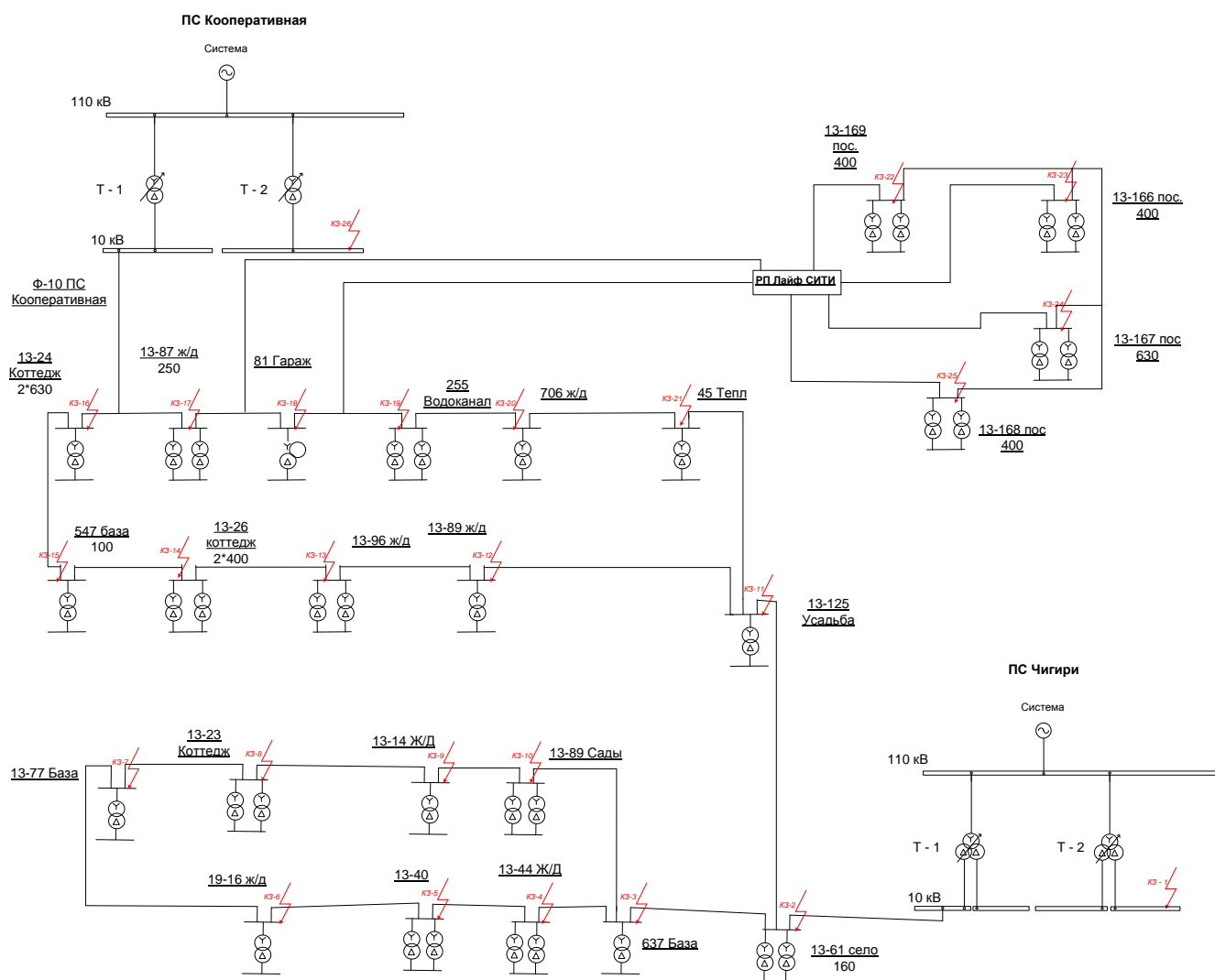


Рисунок 8 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке 9 приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно ТП 1.

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

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

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

Определяем базисные токи:

$$I_{\text{б1}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б1}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА} \quad (30)$$

$$X_{\text{с*}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с}} \cdot I_{\text{КЗ}}} \quad (31)$$

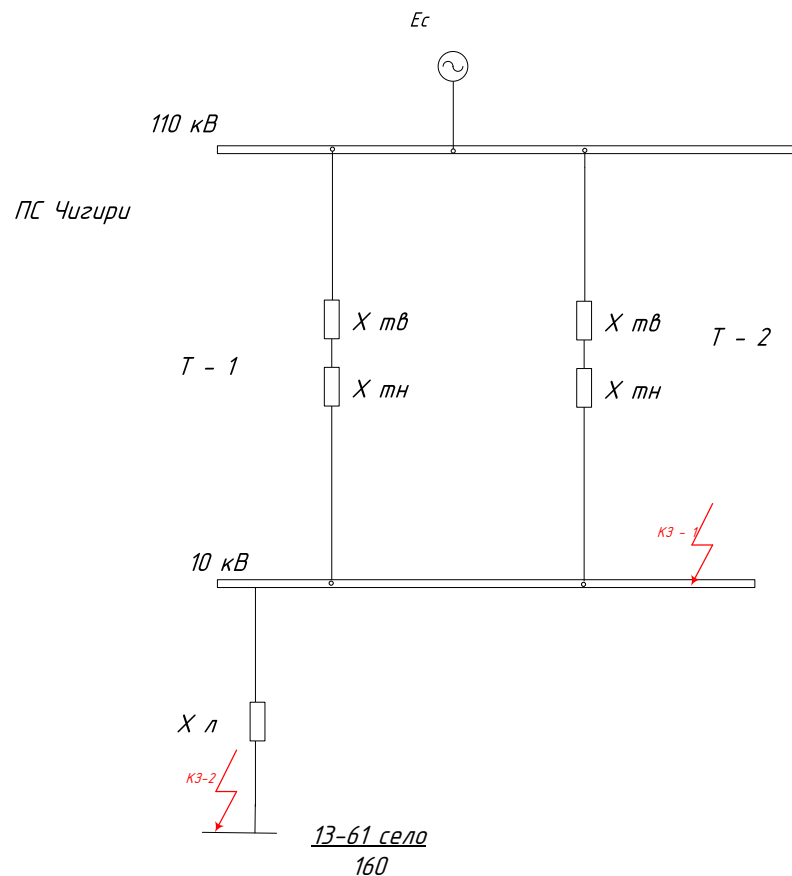


Рисунок 9 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ и одной из ТП

$$X_{\text{с}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 5,8} = 0,09 \text{ о. е.}$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{Л*} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}, \quad (32)$$

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

L - длина линии, км (см.табл.3),;

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

Сопротивления силового трансформатора:

$$X_T = 0.5 * \frac{Uk\%}{100} * \frac{Sб}{S_{НОМ}},$$

где $u_k \%$ - напряжение короткого замыкания, от номинального, %;

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

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

$$I_{поi}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_{\sigma}, \text{ кА}, \quad (33)$$

где $I_{по}^{(3)}$ - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА

X_i - результирующее сопротивление цепи КЗ, о.е.;

Ударный ток $i_{уд}$ определяется как:

$$i_{удi} = \sqrt{2} I_{поi} \left(1 + e^{-\frac{0.01}{T_{ai}}} \right), \text{ кА}, \quad (34)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega \cdot R_\Sigma}, \text{ с,} \quad (35)$$

где X_Σ и R_Σ – соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивление схемы от источника питания до места КЗ;

ω – угловая частота.

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)}$$

Сопротивление линий до ТП №23:

$$X_{вл_ТП23} = X_0 * l * \frac{S_6}{U_{ср}^2} = 0,29 * 1,2 * \frac{100}{10,5^2} = 0,32 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление линий 10 кВ согласно таблице 22 до каждой ТП приведены в следующей таблице:

Таблица 22 – Суммарное сопротивление линий от шин 10 кВ ПС до ТП

№ точки КЗ	ТП	$X_{л}$, о.е.
1	2	3
1	13-61	0,32
2	637	0,27
3	13-89	0,09
4	13-14	0,05
5	13-23	0,1
6	13-77	0,03
7	19-16	0,06
8	13-40	0,03
9	13-44	0,13

1	2	3
10	13-125	0,07
11	45	0,04
12	706	0,02
13	255	0,05
14	81	0,10
15	13-87	0,09
16	13-24	0,10
17	547	0,09
18	13-26	0,07
19	13-96	0,05
20	13-89	0,03
21	РП лайф СИТИ	0,06
22	13-169	0,02
23	13-166	0,03
24	13-167	0,02
25	13-168	0,04

Сопротивление трансформаторов на ПС Чигири:

Два трансформатора типа ТРДН-40000/110-80 установлены на ПС:

Напряжение короткого замыкания:

$u_k = 6,5 \%$,

$$X_{T1} = 0.5 * \frac{Uk\%}{100} * \frac{S6}{S_{НОМ}} = 0.5 * \frac{10,5}{100} * \frac{100}{40} = 0,13 \text{ о. е.}$$

$$X_{T2} = 0.5 * \frac{Uk\%}{100} * \frac{S6}{S_{НОМ}} = 0.5 * \frac{10,5}{100} * \frac{100}{40} = 0,13 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление до точки КЗ1:

$$\begin{aligned} X_1 &= \frac{x_{T1} * x_{T1}}{x_{T1} + x_{T1}} = 0,12 \text{ о. е.} \\ X_{кз1} &= X_{с1} + X_1 = 0,22 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (36)$$

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{\text{по}}^3 = \frac{1}{0,22} * 5,5 = 14,7 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 14,7 * \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,000284}}\right) = 21,58 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{\text{по}} = \sqrt{2} * 14,7 = 20,58 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{\text{откл}}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом степени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a, \quad (37)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a = 0,055 + 0,000284 = 0,0553 \text{ с,}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по}}^2 (\Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a) \quad (38)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{\text{к.расч}} = 14,7^2 * (0,055 + 0,000284) = 3,29 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице 23

Таблица 23 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети

№ точки КЗ	ПС/ТП	$I_{\text{по}}, \text{А}$	$i_{\text{уд}}, \text{А}$	$i_{\text{а}}, \text{А}$	$B_{\text{к}}, \text{Ка}^2\text{С}$
1	2	3	4	5	6
ПС Кооперативная	ПС Кооперативная	16,4	23,96	22,96	3,42
ПС Чигири	ПС Чигири	14,7	21,58	20,58	3,29
1	13-61	13,01	13,01	19,214	0,936
2	637	12,46	12,46	18,444	2,789
3	13-89	16,52	16,52	24,128	3,888
4	13-14	11,66	11,66	17,324	2,594
5	13-23	18,96	18,96	27,544	4,638
6	13-77	15,61	15,61	22,854	3,626
7	19-16	10,06	10,06	15,084	4,998
8	13-40	9,01	9,01	13,614	1,998
9	13-44	9,31	9,31	14,034	2,061
10	13-125	14,7	14,7	21,58	3,374

1	2	3	4	5	6
11	45	18,18	18,18	26,452	4,391
12	706	12,47	12,47	18,458	5,135
13	255	16,52	16,52	24,128	3,888
14	81	11,66	11,66	17,324	2,594
15	13-87	12,3	12,3	18,22	2,751
16	13-24	11,45	11,45	17,03	2,544
17	547	12,75	12,75	18,85	2,863
18	13-26	14,49	14,49	21,286	3,317
19	13-96	16,52	24,128	23,128	3,888
20	13-89	12,9	12,9	19,06	4,620
21	РП лайф СИТИ	15,02	15,02	22,028	3,461
22	13-169	10,56	10,56	15,784	5,166
23	13-166	11,9	11,9	17,66	4,94
24	13-167	11,26	11,26	16,764	5,403
25	13-168	13,36	13,36	19,704	4,49

7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

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

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП 19-16, мощностью 630 кВА, и в конце отходящей линии №1.

Схема замещения с точками короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 10.

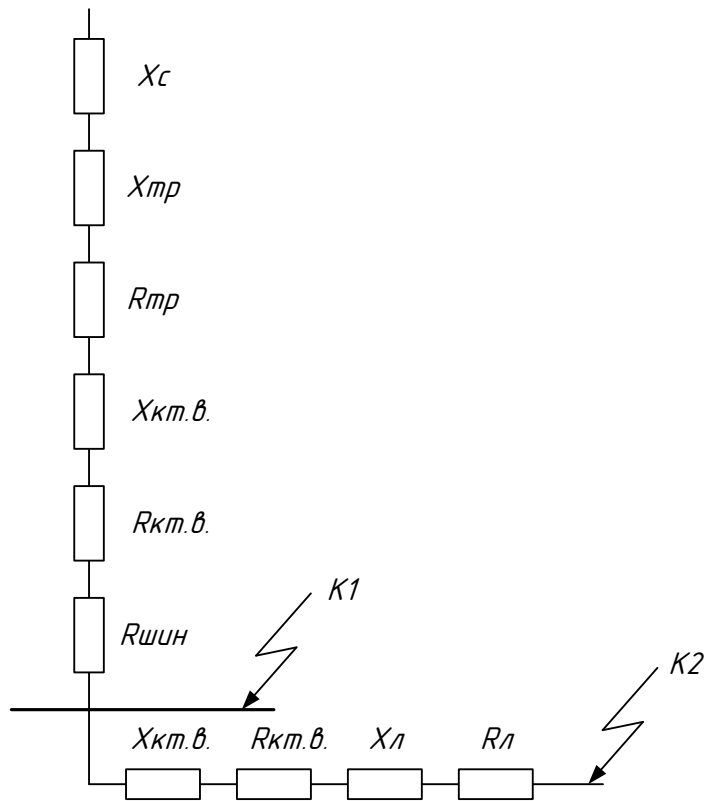


Рисунок 10 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Расчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определяем по формулам

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T,НОМ}}\right)^2 \frac{U_{НН,НОМ}^2}{S_{T,НОМ}} \cdot 10^4} ; \quad (39)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НН,НОМ}^2}{S_{T,НОМ}^2} \cdot 10^6 \quad (40)$$

Сопротивление трансформаторов ТП 19-16 равен:

$$x_T = \sqrt{(4,5)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot 1,97}{100}\right)^2 \cdot \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^{-4}} = 1.42 \text{ мОм}$$

$$r_T = \frac{1,97 * 0,4^2}{100^2} * 10^6 = 31,52 \text{ мОм}$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{срНН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{срВН}}} \cdot 10^3 \quad (41)$$

$$X_C = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} * 5,5 * 10,5} * 10^3 = 1,6 \text{ мОм}$$

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

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

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{k1} = r_{\text{тр}} + r_{\text{шин}} + r_{\text{кв}} + r_{\text{конт}} = 31,52 + 0,004 + 0,41 + 0,0024 \\ = 31,94 \text{ мОм}$$

$$x_{k1} = X_C + X_{\text{тр}} + X_{\text{кв}} = 1,6 + 1,42 + 0,13 = 3,26 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{П0К1max}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (42)$$

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{31.94^2 + 3.26^2}} = 7.2 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (43)$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{(31.94^2 + 15.85^2) + 3.26^2}} = 6.5 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОК1max}} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (44)$$

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

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} * I_{\text{ПОК1max}} * K_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 7,2 * 1.56 = 15,84 \text{ кА}$$

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

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{\text{ОК1}} = 3 \cdot r_{\text{тр}} + 3 \cdot r_{\text{шин}} + 3 \cdot r_{\text{КВ}} + 3 \cdot r_{\text{конт}}, \quad (45)$$

$$rk1 = 3 * 31,52 + 3 * 0,004 + 3 * 0,41 + 3 * 0,0024 = 95,81 \text{ мОм}$$

$$x_{0K1} = 2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{кв} + 3 \cdot x_{тр}, \quad (46)$$

$$xk1 = 2 * 1,6 + 3 * 0,8 + 3 * 1,42 = 9,86 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{П0K1max}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (47)$$

$$I_{\text{П0K1max}}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{95,81^2 + 9,86^2}} = 2.4 \text{ кА}$$

$$I_{\text{П0K1min}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (48)$$

$$I_{\text{П0K1min}}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{(95,81^2 + 15.85^2) + 9,86^2}} = 2.3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{удK1}}^1 = \sqrt{2} * I_{\text{П0K1max}} * K_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 2.4 * 1.56 = 5.3 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываются остальные точки. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ, а также в дальних точках отходящих линий приведены в таблицах 24 и 25.

Таблица 24 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	$I_{\text{П0max}}$, кА	$I_{\text{П0min}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$I_{\text{П0max}}^{(1)}$, кА	$I_{\text{П0min}}^{(1)}$, кА	$I_{\text{уд}}^{(1)}$, кА
1	2	3	4	5	6	7
13-61	17,1	13,1	23,94	15,1	12,6	21,14

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7
637	7,2	3,2	10,08	2,4	2,3	3,36
13-89	19,4	15,4	27,16	8,1	7,1	11,34
13-14	7,2	3,2	10,08	2,4	2,3	3,36
13-23	18,1	14,1	25,34	10,7	8,6	14,98
13-77	17,2	13,2	24,08	2,4	2,3	3,36
19-16	17,2	13,2	24,08	2,4	2,3	3,36
13-40	18,1	14,1	25,34	10,7	8,6	14,98
13-44	17,1	13,1	23,94	10,7	8,6	14,98
13-125	15,4	11,4	21,56	8,1	7,1	11,34
45	17,2	13,2	24,08	2,4	2,3	3,36
706	17,2	13,2	24,08	2,4	2,3	3,36
255	18	14	25,2	14	10,1	19,6
81	17,6	13,6	24,64	2,4	2,3	3,36
13-87	19,4	15,4	27,16	8,1	7,1	11,34
13-24	16,4	12,4	22,96	2,4	2,3	3,36
547	18,7	14,7	26,18	8,1	7,1	11,34
13-26	19,2	15,2	26,88	14	10,1	19,6
13-96	16,8	12,8	23,52	8,1	7,1	11,34
13-89	15,4	11,4	21,56	10,7	8,6	14,98
13-169	18,1	14,1	25,34	14	10,1	19,6
13-166	18,7	14,7	26,18	14	10,1	19,6
13-167	19,1	15,1	26,74	14	10,1	19,6
13-168	17,5	13,5	24,5	14	10,1	19,6

Таблица 25 – Результаты расчета токов КЗ в дальних точках отходящих линий
0,4 кВ

ТП	№ линии	$I_{П0max}$, кА	$I_{П0min}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{П0max}^{(1)}$, кА	$I_{П0min}^{(1)}$, кА	$I_{уд}^{(1)}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
19-16	1	0.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39
13-61	1	1.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	2	1.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
	3	1.41	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	4	1.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
637	1	1.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
13-44	1	1.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54
43-40	1	1.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85
	2	1.02	0.56	1.44	0.34	0.27	0.48
	3	1.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
	4	1.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
13-23	1	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
	2	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96
	3	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
	4	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
	5	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
	6	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	7	1.03	0.56	1.45	0.34	0.27	0.49
13-77	1	2.25	1.26	3.19	0.76	0.60	1.07
13-26	1	1.33	0.74	1.88	0.45	0.35	0.63
	2	1.98	1.10	2.80	0.66	0.53	0.94
	3	8.27	5.02	12.70	2.88	2.39	4.36
	4	5.89	3.42	8.53	2.02	1.63	2.90

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8
706	1	6.37	3.73	9.30	2.19	1.78	3.17
81	1	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06
255	1	7.55	4.51	11.32	2.61	2.15	3.88
	2	4.05	2.29	5.76	1.37	1.09	1.94
547	1	5.39	3.15	7.84	1.84	1.50	2.66
	2	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
13-89	1	4.21	2.41	6.02	1.43	1.15	2.03
	2	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
13-24	1	1.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
	2	2.34	1.31	3.32	0.79	0.62	1.11
	3	0.87	0.48	1.23	0.29	0.23	0.41
	4	1.79	0.99	2.53	0.60	0.47	0.85
13-96	1	2.60	1.46	3.68	0.87	0.69	1.24
13-87	1	1.18	0.65	1.67	0.40	0.31	0.56
	2	1.32	0.73	1.87	0.44	0.35	0.63
	3	1.55	0.86	2.19	0.52	0.41	0.73
45	1	0.94	0.51	1.33	0.31	0.25	0.44
13-125	1	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	2	1.06	0.58	1.50	0.35	0.28	0.50
13-89	1	1.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
13-169	1	2.34	1.31	3.32	0.79	0.62	1.11
	2	0.92	0.51	1.31	0.31	0.24	0.44
13-166	1	0.88	0.48	1.24	0.29	0.23	0.41
	2	1.27	0.70	1.79	0.42	0.33	0.60
13-167	1	1.22	0.67	1.72	0.41	0.32	0.58
13-168	1	1.20	0.66	1.70	0.40	0.32	0.57

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8
	2	0.92	0.51	1.31	0.31	0.24	0.44
13-14	1	0.88	0.48	1.24	0.29	0.23	0.41
	2	1.27	0.70	1.79	0.42	0.33	0.60

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

8.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов

Трансформаторы 10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях мощностью до 630 кВА включительно, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ.

Плавким предохранителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи посредством расплавления специальных токоведущих частей (плавких вставок) под воздействием тока, превышающего определенное значение, с последующим гашением возникающей электрической дуги.

На стороне 10 кВ трансформаторов устанавливаются главным образом кварцевые предохранители типа ПК. Кварцевые предохранители имеют несколько важных положительных свойств: они обладают токоограничивающей способностью (благодаря очень быстрому гашению электрической дуги ток КЗ не успевает достичь своего максимального амплитудного значения); плавкие вставки защищены от воздействия внешней среды кварцевым песком и герметично закрытой фарфоровой трубкой, благодаря чему они длительное время не стареют и не требуют замены; конструктивное исполнение предохранителей ПК предусматривает сигнализацию срабатывания, причем контакты сигнального устройства могут давать команду на отключение трехфазного выключателя нагрузки, что предотвращает возможность неполнофазного режима работы трансформатора.

Предохранители выбираются:

– по напряжению $U_{\text{НОМ}} = U_{\text{сет.НОМ}}$;

–току плавкой вставки:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, \quad (48)$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, \quad (49)$$

где $I_{\text{к.мах}}$ – максимальное значение тока при КЗ в месте установки, кА

Произведем выбор предохранителя на ТП 13-61

Номинальный ток трансформатора ТМ-630:

$$I_{\text{т. ном}} = \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,7 \text{ А}$$

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-80-20-УЗ (ПКТ - предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов, 1 - наличие ударного устройства легкого типа; 03 - предохранитель состоит из двух жестко связанных между собой патронов (на каждой фазе), через дефис далее указывается номинальное напряжение в киловольтах (10 кВ), затем номинальный ток предохранителя, равный номинальному току плавкой вставки (80 А) и номинальный ток отключения ($I_{\text{ном.о}} = 20$ кА для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим данный предохранитель по указанным выше условиям:

–току плавкой вставки:

$$I_{\text{п.в}} \geq 2 \cdot I_{\text{т.ном}}, 80 \text{ А} \geq 34,7 \text{ А},$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, 20 \text{ кА} > 13,01 \text{ кА}$$

Все условия выполняются, следовательно, предохранитель был выбран правильно.

Результаты выбора предохранителей на остальных ТП приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Каталожные и расчетные данные по выбору предохранителей

ТП	Предохранитель	Параметры предохранителя		Условия	
		$I_{ном}, А$	$I_{откл}, кА$	$2 \cdot I_{т.ном}, А$	$I_{п0}, кА$
1	2	3	4	5	6
13-61	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	34,2	17,1
637	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	14,4	7,2
13-89	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	38,8	19,4
13-14	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	14,4	7,2
13-23	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	36,2	18,1
13-77	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	34,4	17,2
19-16	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	34,4	17,2
13-40	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	36,2	18,1
13-44	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	34,2	17,1
13-125	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	30,8	15,4
45	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	34,4	17,2
706	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	34,4	17,2
255	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	36	18
81	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	35,2	17,6
13-87	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	38,8	19,4
13-24	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	32,8	16,4
547	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	37,4	18,7
13-26	2 х ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	38,4	19,2

1	2	3	4	5	6
13-96	2 x ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	33,6	16,8
13-89	2 x ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	30,8	15,4
13-169	2 x ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	36,2	18,1
13-166	2 x ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	37,4	18,7
13-167	2 x ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	38,2	19,1
13-168	2 x ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	35	17,5

8.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

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

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (50)$$

где I_B - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу 27.

Предохранители проверяются:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Таблица 27 – Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	S, кВА	I, А	I _{вст} , А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5	6

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6
19-16	1	31	44,8	100	ПН-2 -100
13-61	1	84,4	122	100	ПН-2 -100
	2	126,7	183	250	ПН-2 -250
	3	112,6	162,7	250	ПН-2 -250
	4	267,4	386,4	500	ПН-2 -500
637	1	8,4	12,1	100	ПН-2 -100
13-44	1	301	435	500	ПН-2 -500
13-40	1	271	391,6	500	ПН-2 -500
	2	295,5	427,1	500	ПН-2 -500
	3	301	435	500	ПН-2 -500
	4	309,6	447,4	500	ПН-2 -500
13-23	1	156,4	226	250	ПН-2 -250
	2	170,5	246,4	250	ПН-2 -250
	3	300,9	434,8	500	ПН-2 -500
	4	225,6	326	400	ПН-2 -400
	5	155,1	224,1	250	ПН-2 -250
	6	155,1	224,1	250	ПН-2 -250
	7	204,1	294,9	400	ПН-2 -400
13-77	1	15,5	22,4	100	ПН-2 -100
13-26	1	70,5	101,9	100	ПН-2 -100
	2	114,1	164,9	250	ПН-2 -250
	3	139,7	201,9	250	ПН-2 -250
	4	56,4	81,5	100	ПН-2 -100
706	1	14,1	20,4	100	ПН-2 -100
81	1	14,1	20,4	100	ПН-2 -100
255	1	14,1	20,4	100	ПН-2 -100
	2	289,4	418,2	500	ПН-2 -500
547	1	80,9	116,9	100	ПН-2 -100
	2	56,4	81,5	100	ПН-2 -100
13-89	1	139,3	201,3	250	ПН-2 -250
	2	142,3	205,6	250	ПН-2 -250
13-24	1	13	18,8	100	ПН-2 -100
	2	15	21,7	100	ПН-2 -100
	3	10	14,5	100	ПН-2 -100

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6
	4	19	27,5	100	ПН-2 –100
13-96	1	154	222,5	250	ПН-2 –250
13-87	1	169,2	244,5	250	ПН-2 –250
	2	40	57,8	100	ПН-2 –100
	3	13,8	19,9	100	ПН-2 –100
45 13-125	1	27	39	100	ПН-2 –100
	1	40	57,8	100	ПН-2 –100
	2	46	66,5	100	ПН-2 –100
13-89	1	69	99,7	100	ПН-2 –100
13-169	1	120	173,4	250	ПН-2 –250
	2	116	167,6	250	ПН-2 –250
13-166	1	96	138,7	100	ПН-2 –100
	2	138	199,4	250	ПН-2 –250
13-167	1	171	247,1	250	ПН-2 –250
13-168	1	201	290,5	400	ПН-2 –400
	2	135	195,1	250	ПН-2 –250
13-14	1	14,1	20,4	100	ПН-2 –100
	2	42,3	61,1	100	ПН-2 –100

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}} \cdot \quad (51)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \cdot \quad (52)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \cdot \quad (53)$$

Для примера, проверим предохранитель на линии 1:

Тип - ПН – 2 - 400. Его справочные данные: $I_{отк} = 40$ кА, $I_B = 400$ А.

Длительно допустимый ток защищаемой линии $I_{дл.доп} = 326$ А.

Токи КЗ $I_{по} = 24,08$ кА

По согласованию с сечением проводника: $400 > 326$ А

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $40 > 24,08$

8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

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

$$I_{ном. расц} \geq I_p, \quad (54)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для примера на вводе в ТП 19-16 расчётный ток составляет 44,8 А, поэтому выбираем автомат ВА57-35-341210-100А, с током расцепителя 100 А.

Результаты расчёта для ТП 0,4 кВ сведены в таблицу 28.

Проверим АВ на линии 1:

ВА57-35-341210-100А.

Его справочные данные:

$I_{откл} = 15$ кА, $I_{расц} = 100$ А. Токи КЗ $I_{по} = 4$ кА

Таблица 28 – Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	№ линии	I, А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
19-16	1	44,8	100	ВА57-35-341210-100А
13-61	1	122	250	ВА57-35-340010-250А
	2	183	250	ВА57-35-340010-250А

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5
	3	162,7	250	BA57-35-340010-250A
	4	386,4	400	BA 57-39-400
637	1	12,1	100	BA57-35-341210-100A
13-44	1	435	500	BA 57-39-500
13-40	1	391,6	400	BA 57-39-400
	2	427,1	500	BA 57-39-500
	3	435	500	BA 57-39-500
	4	447,4	500	BA 57-39-500
13-23	1	226	250	BA57-35-340010-250A
	2	246,4	250	BA57-35-340010-250A
	3	434,8	500	BA 57-39-500
	4	326	100	BA57-35-341210-100A
	5	224,1	250	BA57-35-340010-250A
	6	224,1	250	BA57-35-340010-250A
	7	294,9	400	BA 57-39-400
13-77	1	22,4	100	BA57-35-341210-100A
13-26	1	101,9	250	BA57-35-340010-250A
	2	164,9	250	BA57-35-340010-250A
	3	201,9	250	BA57-35-340010-250A
	4	81,5	100	BA57-35-341210-100A

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5
706	1	20,4	100	BA57-35-341210-100A
81	1	20,4	100	BA57-35-341210-100A
255	1	20,4	100	BA57-35-341210-100A
	2	418,2	500	BA 57-39-500
547	1	116,9	250	BA57-35-340010-250A
	2	81,5	100	BA57-35-341210-100A
13-89	1	201,3	250	BA57-35-340010-250A
	2	205,6	250	BA57-35-340010-250A
13-24	1	18,8	100	BA57-35-341210-100A
	2	21,7	100	BA57-35-341210-100A
	3	14,5	100	BA57-35-341210-100A
	4	27,5	100	BA57-35-341210-100A
13-96	1	222,5	250	BA57-35-340010-250A
13-87	1	244,5	250	BA57-35-340010-250A
	2	57,8	100	BA57-35-341210-100A
	3	19,9	100	BA57-35-341210-100A

1	2	3	4	5
45	1	39	100	BA57-35-341210-100A
13-125	1	57,8	100	BA57-35-341210-100A
	2	66,5	100	BA57-35-341210-100A
13-89	1	99,7	100	BA57-35-341210-100A
13-169	1	173,4	250	BA57-35-340010-250A
	2	167,6	250	BA57-35-340010-250A
13-166	1	138,7	250	BA57-35-340010-250A
	2	199,4	250	BA57-35-340010-250A
13-167	1	247,1	250	BA57-35-340010-250A
13-168	1	290,5	400	BA 57-39-400
	2	195,1	250	BA57-35-340010-250A
13-14	1	20,4	100	BA57-35-341210-100A
	2	61,1	100	BA57-35-341210-100A

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $15 > 4$ кА

Проверим уставку по времени срабатывания на выбранном автоматическом выключателе для отходящего фидера на ТП 19-16.

Для потребителя:

$t=0$ сек

Для автоматического выключателя:

$$T_{ав} = t + 0.25 \text{ сек}$$

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

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА ПС 110/10 КВ ЧИГИРИ

В связи с тем, что для реконструкции системы электроснабжения посёлка Чигири был выбран Ф-2 ПС 110/10 кВ Чигири, то выбор и проверка электрооборудования проводилась именно для него.

9.1 Выбор выключателей 10 кВ

Произведем выбор выключателя на ПС Чигири как головной защитный аппарат для данной линии 10 кВ питающей выбранный для расчета квартал.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, импортные, элегазовые, вакуумные, и т.д [9].

При выборе выключателя по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (55)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (56)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для множества аппаратов должно выполняться важное условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (57)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (58)$$

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

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Вк $кА^2с$;

Также проверим возможности отключений выключателя аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого нужно определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}; \quad (59)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

Принимаем $\beta_n = 40$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток.

Принимаем $I_{откл} = 32$ кА.

На стороне 10 кВ выбираем КРУ серии К-59 с вакуумными выключателями типа ВВУ-СЭЩ-3-10-40/1000 УХЛ1 /1/.

Сопоставление приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 12,5$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_p \leq U_H$

1	2	3
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 382 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 14,7 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B = 3,29 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 21,58 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21,58 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 40 \text{ кА}$	$I_a = 20,58 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

В секционной ячейке устанавливаем выключатель марки ВВУ-СЭЩ-3-10-40/3150 УХЛ1.

9.2 Проверка целесообразности выбора выключателей на стороне 110 кВ

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, импортные, элегазовые, вакуумные, и т.д [9].

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ЛТВ-145D1 Привод ВЛК-222 УХЛ1.

Выключатели серии ЛТВ предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 35, 110 и 220 кВ [1].

Выключатели изготовлены в климатическом исполнении У и ХЛ*, категории размещения 1 ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1. Они предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом (минус 55°C) при следующих условиях: окружающая среда - невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

- пониженные усилия оперирования выключателем. Энергия, необходимая для гашения токов короткого замыкания, частично используется

из самой дуги, что существенно уменьшает работу привода и повышает надежность. Использование в соединениях двойных уплотнений, а также «жидкостного затвора» в узле уплотнения подвижного вала. Естественный уровень утечек - не более 0,5% в год – подтверждается испытаниями каждого выключателя на заводе-изготовителе по методике, применяемой в космической технике.

- современные технологические и конструкторские решения и применение надежных комплектующих, в том числе высокопрочных изоляторов зарубежных фирм.

Высокая заводская готовность, простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 27.

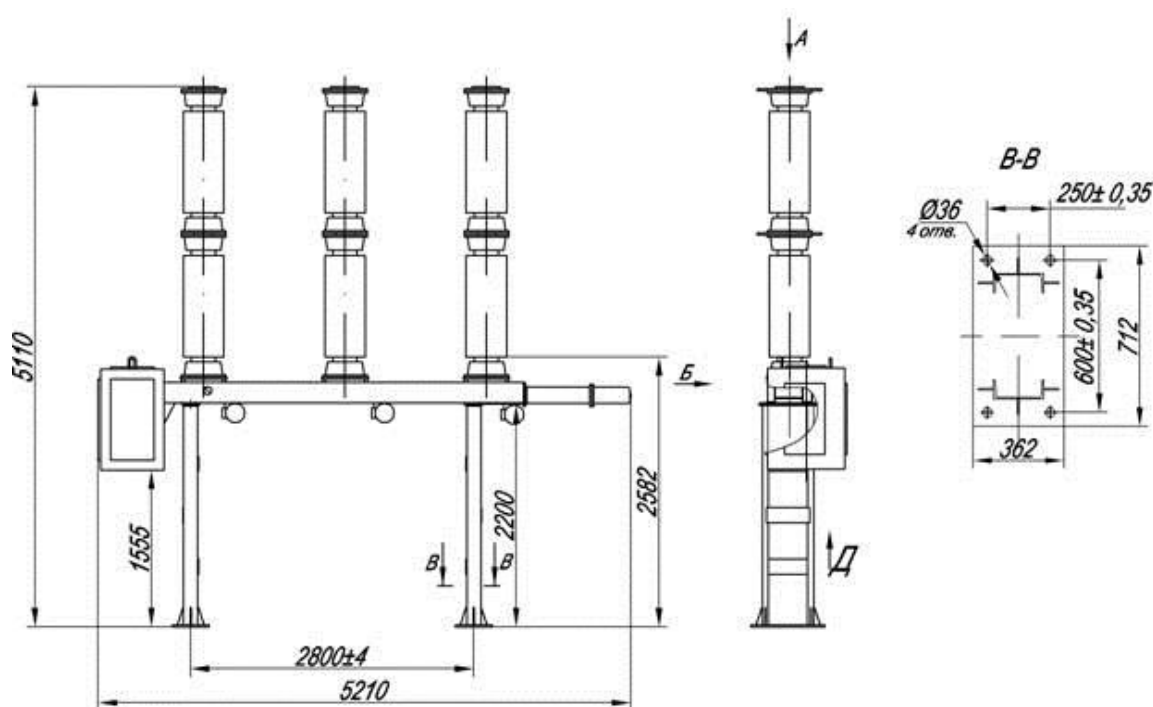


Рисунок 11 – Внешний вид выключателя LTV – 110

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$

1	2	3
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\max} = 382 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,26 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 3,442 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 22,63 \text{ кА}$	$I_a = 10,27 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Из полученных результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

9.3 Выбор разъединителей

Выбор и проверка разъединителей проводится без учета отключаемого тока и мощности по номинальным значениям тока и напряжения, проверяется по электродинамической и термической стойкости.

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем разъединитель РГП-1з(цз)-II-1250 УХЛ1 [14].

Разъединитель наружной установки 110 кВ, обеспечивает надежную передачу номинального тока. Разъединитель создает видимый разрыв на участке воздушных линий напряжением 110 кВ промышленной частоты 50, 60 Гц. В разъединителе предусмотрена безопасная коммутация токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий. Разъединитель наружной установки 110 кВ применяют в комплектных трансформаторных подстанциях блочного типа КТПБ, а также открытых и закрытых распределительных устройствах.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{P\max} = 382 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 2986 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,442 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из таблицы 31 разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

9.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Расчетная нагрузка (Z_H) наиболее загруженного трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_H = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_K, \text{ Ом} \quad (20)$$

где Z_K - переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0.1 Ом при установке более трех приборов;

$Z_{\text{ПРИБ.}}$ - сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_H^2}, \text{ Ом}, \quad (21)$$

где $\sum S$ - суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, В·А;

I_H - номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{\text{ПРОВ.}}$ - сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \text{ Ом}, \quad (22)$$

где $\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление алюминиевого провода, Ом·м/мм²;

S - площадь сечения провода, мм²;

l - длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м.

Приборы вторичной нагрузки, которые требуется установить в цепях 500 кВ, перечислены в таблице 32.

Таблица 32 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5

1	2	3	4	5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ				
ИТОГО		14,4	6,8	14,4

Для наиболее загруженного встроенного в высоковольтный ввод силового трансформатора и высоковольтного выключателя, трансформаторов тока определяем расчетную нагрузку, контрольный кабель принимаем сечением 4 мм².

$$Z_{2Н.расч} = \frac{14,4}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 1,242 \text{ Ом}$$

Для установки выбираем ТОГМ – 110-IV- УХЛ1

Таблица 33 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 382 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{ДИН}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 38,2 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,29 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{I_2^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Нрасч}} = 1,242 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Нрасч}} \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Вывод: трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

9.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания

обмоток напряжения приборов учёта и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [19].

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Класс точности ТН для питания счётчиков принимается равным 0,2.

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки, конструкции и схеме соединения обмоток, классу точности и вторичной нагрузке.

Марка, мощность и количество запитанных от ТН-10 приборов вторичной нагрузки, показаны в таблице 34.

Таблица 34 – Измерительные приборы и приборы учета

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	7КТ1 1	2	1	1	0	2	2	0
Ваттметр	7КТ1 30	5	3	1	0	2	4,5	0
Варметр	7КТ1 30	5	3	1	0	2	13,5	0
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	2,4	2	0,38	0,925	4	1,82	4,4
Счетчик РЭ								
Сумма							43,28	4,4

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (23)$$

$$S_p = \sqrt{43,28^2 + 4,4^2} = 43.5 \text{ ВА}$$

Условия выбора, каталожные и расчетные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Проверка выбранных ТН-110

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
НАМИ - 10	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{НОМ}=10 \cdot \sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{УСТ}=10 \cdot \sqrt{3} \text{ кВ}$
	$S_{2НОМ} \geq S_{2РАСЧ}$	$S_{2НОМ}=1000 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2РАСЧ}=43,5 \text{ В} \cdot \text{А}$

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

9.6 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжения нелинейный (ОПН) – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозových и внутренних перенапряжений.

Для ОПН основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;

Выберем ОПН на стороне 110 кВ.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения, которое для сетей 110 кВ определяется по формуле, кВ:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном}; \tag{24}$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_b , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счёт сокращения кратности воздействия на ОПН, исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48.

Расчётная величина длительно-допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.дл.-доп.} = \frac{U_{н.р.}}{K_b}, \quad (25)$$

$$U_{p.дл.-доп.} = \frac{126,5}{1,48} = 85,5 \text{ кВ.}$$

По длительно-допустимому напряжению предварительно выбираем ОПНп-110/86/10/500-УХЛ1.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле, кДж/кВ:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (26)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения, $U = 274 \text{ кВ}$;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 214 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 403 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны, с;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (27)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны;

l – длина защищенного подхода.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс.}$$

Поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(274 - 214)}{403} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 140 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (28)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{140}{110} = 1,27 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ограничитель перенапряжения нелинейный:

ОПН-А-110/80-10/650-УХЛ.

Результаты выбора ОПН представлены в таблице 36.

Выбранный ОПН имеет 4 класс энергоёмкости.

Таблица 36 – Выбор ОПН

Тип ОПН	ОПН-А-110/80-10/650-УХЛ
1	2
Номинальное напряжение ОПН, кВ	107,5

1	2
Наибольшее длит.-допуст. рабочее напряжение, кВ	80
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность, А	650
Удельная энергоёмкость, кДж/кВ	5

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА РП «ЛАЙФ-СИТИ»

Выбор и проверку электрических аппаратов в РП «Лайф-Сити» проведем на примере одного отходящего фидера на ТП 13-168.

10.1 Выбор выключателей 10 кВ

Произведем выбор выключателя на РП «Лайф-Сити».

Выбираем вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-3-10-40/1000 УХЛ1.

Таблица 37 – Выбор выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 12,5 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 401 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 25,02 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{отклном}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B = 3,461 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 32,33 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 32,33 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 40 \text{ кА}$	$I_a = 35,27 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

10.2 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Приборы вторичной нагрузки, которые требуется установить в цепях 10 кВ, перечислены в таблице 38.

Таблица 38 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	23	4	5	6
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5

1	2	3	4	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ				
ИТОГО		14,4	6,8	14,4

Для наиболее загруженного встроенного в высоковольтный ввод силового трансформатора и высоковольтного выключателя, трансформаторов тока определяем расчетную нагрузку, контрольный кабель принимаем сечением 4 мм².

$$Z_{2Н.расч} = \frac{14,4}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 1,242 \text{ Ом}$$

Для установки выбираем ТОЛ-10

Таблица 39 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{PМАХ} = 401 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 32,33 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,461 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$Z_{2ном} = \frac{S_{нагр}}{I_2^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2Нрасч} = 1,242 \text{ Ом}$	$Z_{2Нрасч} \leq Z_{2ном}$

Вывод: трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

11 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

11.1 Выбор и проверка заземления на подстанции Чигири

Заземляющее устройство подстанции 110/10 кВ Чигири должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом, так как заземляющее устройство используется также и для установок подстанции напряжением до 1000 В [14].

Грунт в месте сооружения ПС – глина, климатическая зона II. Время действия релейной защиты 0,255 с. Полное время отключения выключателя 0,055 с. Имеется искусственный заземлитель: система трос – опора с сопротивлением заземления 1,3 Ом (данные проведенных замеров). Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя составляет $r = 60$ Ом, повышающие коэффициенты для климатической зоны II принимаем равным: 1,5 для горизонтальных электродов, длиной 5 м при глубине заложения их вершин 0,8 м, для вертикальных 1,2.

Принимается: диаметр $d = 14$ мм и длина прутка $L_v = 5$ м с сечением $S_{пр.в} = 154$ мм² для вертикального заземлителя; металлическая полоса 40 мм×4 мм с поперечным сечением $S_{пол} = 160$ мм² для горизонтального заземлителя; расстояние между горизонтальными заземлителями b принимается равным 6 метрам; ширина ОРУ-110 48 метров, длина 153 метров [5].

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить предварительную площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5) \quad (66)$$

$$S = (48+2 \cdot 1,5) \cdot (153+2 \cdot 1,5) = 7956 \text{ м}^2$$

где A – ширина территории ОРУ, м;

B – длина территории ОРУ, м.

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

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_K^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (60)$$

где I_K - ток короткого замыкания шинах 110 кВ;

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

β - коэффициент, для стали равный 21;

$$I_K = 3 \cdot I_K^{(3)} \quad (61)$$

$$I_K = 3 \cdot 5.8 = 17.4 \text{ кА}$$

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{17400^2 \cdot 0.255}{400 \cdot 21}} = 95.9 \text{ мм}^2$$

$$S_{пр.в} \geq F_{т.с.}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{кор.} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (D_2 + S_{cp}) \quad (62)$$

$$S_{cp.} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (63)$$

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

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, зависящие от грунта, $a_k = 0,005$,
 $\alpha_k = 0,243, b_k = 0,0031, c_k = 0,041$.

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

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

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{т.с.} + q_{кор.} < q_{м.п.},$$

$$95,9 + 4,42 = 100,3 < 154 \quad (64)$$

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

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C}, \text{ Ом}, \quad (65)$$

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

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

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

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2\pi \cdot L_B} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (66)$$

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

L_B - длина электрода, м ;

d - внешний диаметр электрода, м ;

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

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}} \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (67)$$

где $\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление грунта.

K_C - значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5..0,8

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 0,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_0 = \frac{0,4}{2\pi \cdot 3} * \left(\ln \left(\frac{2 * 5}{0,014} \right) + 0,5 * \ln \left(\frac{4 * 3,3 + 5}{4 * 3,3 - 5} \right) \right) = 15 \text{ Ом}$$

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

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n} \quad (68)$$

$$n_0 = \frac{15}{0.6 * 0.812} = 33 \text{ шт}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов порядка 30 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной, равном 1 равен $\eta_{\Gamma}=0,24$ [6].

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t}, \quad \text{Ом}, \quad (69)$$

где $b=0,04$ - ширина заземлителя, м;

P - периметр контура, м;

$\eta_{\Gamma} = 0,24$ - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей.

t – заглубление горизонтального заземлителя (глубина траншеи)

$t = 0,8$ м.

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}}, \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (70)$$

где K_C - коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;

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

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,24} * \frac{0,4}{2 * 3,14 * 402} * \ln \left(\frac{2 * 402 * 402}{0,04 * 0,8} \right) = 2,1 \text{ Ом}$$

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

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_H}{R_\Gamma - R_H} \text{ Ом} \quad (71)$$

$$R_B = \frac{2,1 \cdot 0,812}{2,1 - 0,812} = 1,23 \text{ Ом}$$

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

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B} \quad (72)$$

$$n_B = \frac{16}{1,23 \cdot 0,47} = 28 \text{ шт}$$

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_b = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (73)$$

где a – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_b = \frac{48 + 3}{6} = 9 \text{ шт}$$

Поперечных:

$$n_a = \frac{153+3}{6} = 26 \text{ шт}$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{\Gamma} = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 9 \cdot 25 \cdot 6 + 26 \cdot 8 \cdot 6 = 2598 \text{ м}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 25 \cdot 6 \cdot 8 \cdot 6 = 7200 \text{ м}^2 \quad (74)$$

Средняя длина полос:

$$L_{\text{ср}} = \frac{153 + 3 + 48 + 3}{2} = 104 \text{ м}$$

Среднее количество полос:

$$n_{\text{ср}} = \frac{2598}{104} + 1 = 26 \text{ шт}$$

Окончательно к установке принимаем 9 полос по 104 метра и 26 полос по 47 метров с 28 вертикальными заземлителями. Все соединения элементов заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест.

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{\text{ОПУ}} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\Gamma} + n_{\text{ср}} \cdot R_B)}, \quad (75)$$

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

$$R_{ОРУ} = \frac{2,4 * 1,23}{0,5 * (28 * 2,4 + 26 * 1,23)} = 0,06 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ}, \text{ Ом}, \quad (76)$$

где α_u - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{э\text{кв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (77)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 * \sqrt{7344}}{(90 + 320) * (60 + 45)}} = 5,68$$

$$R_u = \alpha_u * R_{ОРУ} = 5,68 * 0,06 = 0,341 \text{ Ом}$$

$$0,341 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-110 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

11.2 Проверка молниезащиты подстанции

По данным параметров ячейки определим размеры ОРУ-110:

размеры ОРУ: ширина – С = 48 м;

длина – В = 153 м;

Место установки и высоту молниеотводов нужно выбирать так, чтобы они обеспечивали зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, а также должны быть защищены линейные порталы.

В нашем случае молниеотводы расположены на линейных порталах. Принимаем высоту защищаемого объекта – линейный портал [4].

Высота молниеотвода $h=19,17$ м

Расстояние между молниеотводами $L = 27$ м

Расстояние между порталами L_1

Высота защищаемого объекта $h_x = 11,35$ м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h = 16,294 \quad (78)$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 20,352 \text{ м} \quad (79)$$

$$h < L \leq 2h$$

$$19,17 < 27 \leq 38,34$$

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 20,352 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1\text{сх}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \text{ м} \quad (80)$$

$$h_{1CX} = 16,294 - (0,17 + 0,0003 \cdot 19,17) \cdot (27 - 19,17) = 14,918 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1CX} = r_{C0} \cdot \frac{h_{1CX} - h_X}{h_{1CX}} \text{ м} \quad (81)$$

$$r_{1CX} = 20,352 \cdot \frac{14,918 - 11,35}{14,918} = 4,868 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\phi}}\right) = 20,352 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{16,294}\right) = 6,176 \text{ м}$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	L , м	h_{ϕ} , м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{cx} , м
1 и 2	27	16,294	20,352	6,176	14,9	4,9
2 и 3	18				16,5	6,4
3 и 4	9				18,1	7,6
4 и 1	27				14,9	4,9

Вывод: при высоте молниеотвода в 19,17 метра обеспечивается надежная защита подстанции как на высоте шинных, так и на высоте линейных порталов

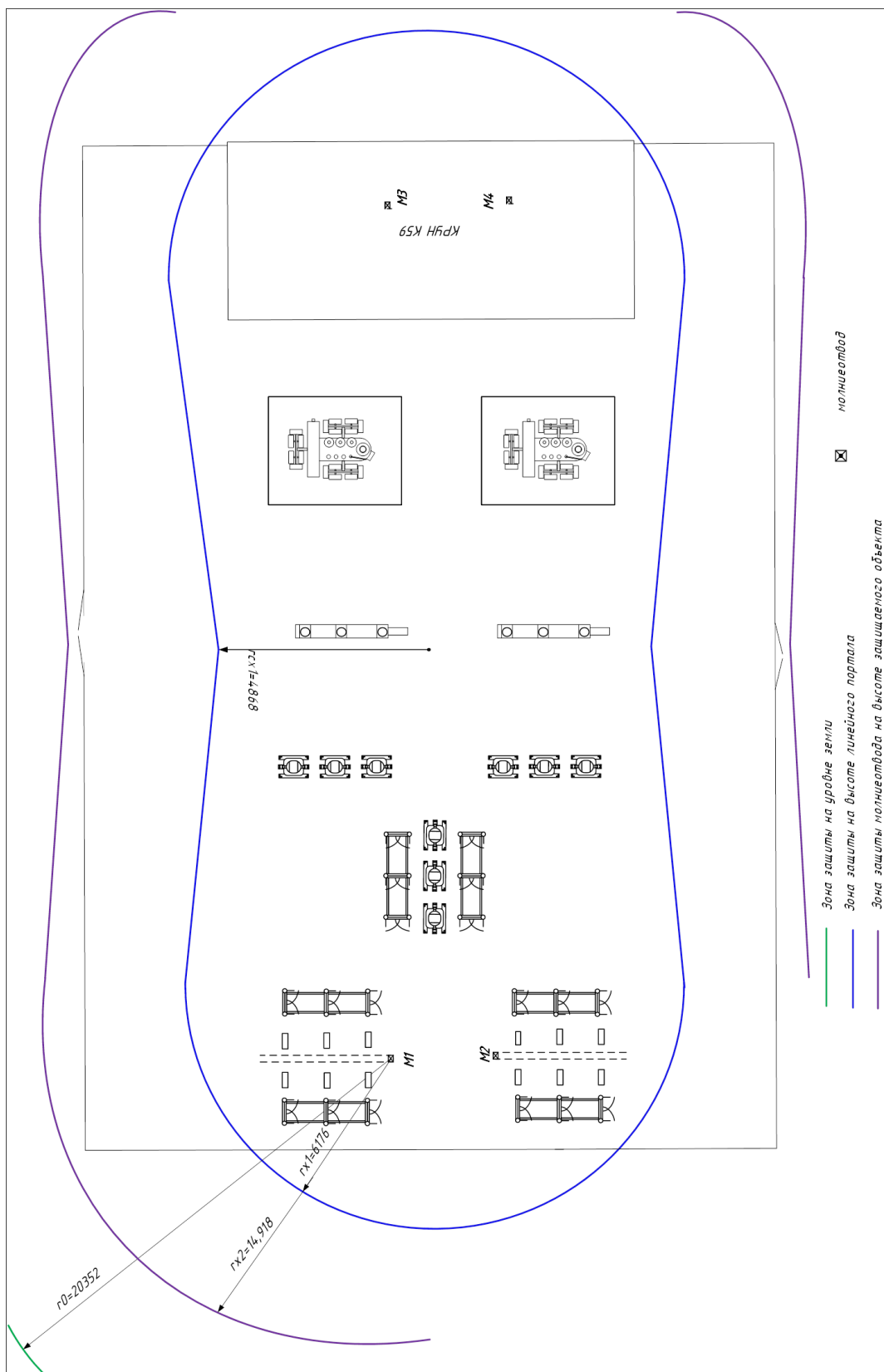


Рисунок 12 – Схема молниезащиты подстанции «Чигири» 110/10 кВ

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Основное предназначение релейной защиты является обеспечение с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети. Основные требования, предъявляемые к релейной защите, следующие: надежное отключение всех видов повреждений, чувствительность защиты, избирательность (селективная) действия – отключение только поврежденных участков, простота схем, быстродействие, наличие сигнализации о повреждениях.

12.1 Защита линии 10 кВ Ф-2 от ПС 110/10 кВ Чигири

К основным видам повреждений линий, которые требуют их немедленное отключение, можно отнести междуфазные и однофазные на землю короткие замыкания.

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

Защита от многофазных замыканий, как правило, должна предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

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

Произведем расчет защит линий для Ф-2 ПС Чигири

Рассчитаем максимальную токовую защиту

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{с/з}}{k_в} \cdot I_{раб}; \quad (82)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый для реле типа «REF 542+» равным $k_n = 1,1$;

$k_{с/з}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаем равным единице;

$k_в$ – коэффициент возврата, принимаемый для реле типа «REF 542+» равным $k_в = 0,92 - 0,95$;

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

Максимальный ток нагрузки: $I_{раб} = 442$ А;

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 442 = 512 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле находится по формуле:

$$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \left(\frac{k_{сх}}{птт} \right), \quad (83)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы ($k_{сх} = \sqrt{3}$);

$птт$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = 512 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{\frac{300}{5}} \right) = 14,76$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (84)$$

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

Определим коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1100}{512} = 2,2$$

$$2,2 \geq 1,5$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (85)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование (0 с);

Δt – ступень селективности.

Ступень селективности принимаем равной 0.5 с для резервной защиты.:

$$\Delta t = 0.5;$$

$$t_1 = 0 + 0.5 = 0.5 \text{ с.}$$

К установке принимаем микропроцессорную защиту марки «REF 542+»

Рассчитаем токовую отсечку.

Составляем расчетную схему:

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{кmax}}^{(3)}, \quad (86)$$

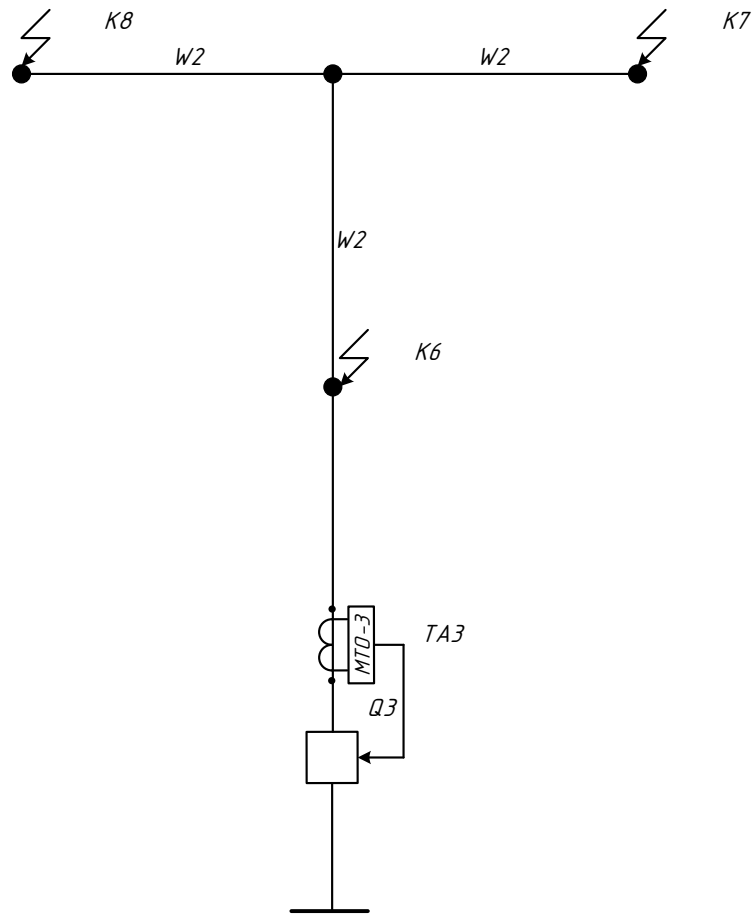


Рисунок 13 – Расчетная схема для выбора уставки МТО

где k_i – коэффициент надежности, для «REF 542+» равен 1,6;

$I_{\dot{e}_{\max}}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Ток срабатывания реле находится по выражению:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з}}{n_{ТА}} \cdot k_{cx}; \quad (87)$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з.} = 1,6 * 24400 = 39040 \text{ А}$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{39040}{60} * \sqrt{3} = 1125,7 \text{ A}$$

Расчет уставок релейной защиты в остальных петлях производится аналогично.

Результаты расчета сводим в таблицу 41.

Таблица 41 – Результаты расчета защиты линий

Номер линии	МТЗ			МТО		
	Ис.з., А	Ис.р., А	k_{\pm}	Ис.з., кА	Ис.р., А	k_{\pm}
Ф-3	512	14,76	2,2	39	1,13	1,6

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

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

13.1 Безопасность

13.1.1 Микроклимат помещения

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» «Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» п.1.4 «В кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24 °С, его относительной влажности 60-40 % и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке».

СНиП 41-01-2003 2003 п.5.1 Параметры микроклимата при отоплении и вентиляции помещений (кроме помещений, для которых метеорологические условия установлены другими нормативными документами) следует принимать по ГОСТ 12.1.005 для обеспечения метеорологических условий и поддержания чистоты воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне помещений (на постоянных и непостоянных рабочих местах):

б) в холодный период года в обслуживаемой или рабочей зоне жилых зданий (кроме жилых помещений), общественных, административно-бытовых

и производственных помещений температуру воздуха - минимальную из допустимых температур при отсутствии избытков явной теплоты (далее - теплоты) в помещениях; экономически целесообразную температуру воздуха в пределах допустимых норм в помещениях с избытками теплоты. В производственных помещениях площадью более 50 м² на одного работающего следует обеспечивать расчетную температуру воздуха на постоянных рабочих местах и более низкую (но не ниже 10 °С) температуру воздуха на непостоянных рабочих местах. Относительную влажность воздуха в кондиционируемых помещениях допускается не обеспечивать по заданию на проектирование.

В местностях с расчетной температурой наружного воздуха в теплый период года (по параметрам Б) 30 °С и более температуру воздуха в кондиционируемых помещениях следует принимать на 0,4 °С выше указанной в ГОСТ 30494 и ГОСТ 12.1.005 на каждый градус превышения температуры наружного воздуха сверх температуры 30 °С, увеличивая также соответственно скорость движения воздуха на 0,1 м/с на каждый градус превышения температуры наружного воздуха. При этом скорость движения воздуха в помещениях в указанных условиях должна быть не более 0,5 м/с.

Один из параметров микроклимата допускается принимать в пределах допустимых норм вместо оптимальных при согласовании с органом санитарно-эпидемиологического надзора и по заданию на проектирование.

Основной задачей производственного освещения является поддержание на рабочем месте освещенности, соответствующей характеру зрительной работы.

Разряд зрительных работ диспетчерского управления в ОПУ относится к группе Шв. По нормативным документам освещенность помещения должна быть 300 лк, щиты вертикального положения должны быть освещены 150 лк.

Осветительные установки должны быть удобны и просты в эксплуатации, долговечны, отвечать требованиям эстетики, электробезопасности, а также не должны быть причиной возникновения

взрыва или пожара. Обеспечение указанных требований достигается применением защитного зануления или заземления, ограничением напряжения питания переносных и местных светильников, защитой элементов осветительных сетей от механических повреждений.

13.1.2 Шум оборудования

Шумом называют всякий неблагоприятно действующий на человека звук. С физической точки зрения звук представляет собой механические колебания упругой среды.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора (реактора) и в основном зависит от типовой мощности трансформатора (реактора). Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов (реакторов).

Слуховой орган человека воспринимает в виде слышимого звука колебания упругой среды, имеющие частоту примерно от 20 до 20000 Гц, но наиболее важный для слухового восприятия интервал от 45 до 10000 Гц.

Восприятие человеком звука зависит не только от его частоты, но и от интенсивности и звукового давления.

Неблагоприятное действие шума на человека зависит не только от уровня звукового давления, но и от частотного диапазона шума, а также от равномерности воздействия в течение рабочего времени.

В результате неблагоприятного воздействия шума на работающего человека происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в работе, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев. Всё это обуславливает большое оздоровительное и экономическое значение мероприятий по борьбе с шумом.

Для защиты персонала от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума (СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или)

безвредности для человека факторов среды обитания" и свод правил СП 51.13330.2011 «Защита от шума и акустика залов. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003») поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

13.1.3 ЭМП промышленной частоты

Электромагнитное поле (ЭМП) образуется из электрического и магнитного полей, оказывающее на заряженные частицы силовое воздействие и определяемый во всех точках двумя парами векторных величин, которые характеризуют две его стороны - электрическое и магнитное поля.

Электрическое поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и не зависящей от ее скорости.

Магнитное поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на движущуюся частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и ее скорости.

Влияющим фактором на здоровье обслуживающего персонала, является электромагнитное поле, возникающее в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок.

Интенсивное электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у работающих нарушение функционального состояния центральной нервной и сердечно - сосудистой системы, а также периферической крови. При этом наблюдается повышенная утомляемость, снижение точности рабочих движений, изменение кровяного давления и пульса, возникновение болей в сердце, сопровождающихся сердцебиением и аритмией, и т. п.

13.1.4 Электробезопасность

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть снабжен всеми необходимыми электрозащитными средствами, обеспечивающими безопасность его работы и соблюдать меры безопасности.

Электрозащитные средства — переносимые, перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих с электроустановками, от

поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Электрозачитные средства в свою очередь делятся на основные и дополнительные, до 1 кВ и выше 1 кВ.

Основные электрозачитные средства - средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением

Дополнительные электрозачитные средства — средства защиты, дополняющие основные средства, а также служащие для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения током, а применяются совместно с основными электрозачитными средствами.

К основным электрозачитным средствам в электроустановках выше 1 кВ относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки, изолирующие устройства и приспособления для работ на воздушных линиях под напряжением с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, канаты и т.п.).

К основным электрозачитным средствам, применяемым в электроустановках напряжением до 1 кВ, относятся: изолирующие штанги, изолирующие электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

К дополнительным электрозачитным средствам напряжением выше 1 кВ относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические ковры, индивидуальные экранирующие комплекты, изолирующие подставки и накладки, диэлектрические колпаки, переносные заземления, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

К дополнительным электрозачитным средствам напряжением до 1 кВ относятся: диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, переносные

заземления, изолирующие подставки и накладки-оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности. Электрозащитные средства рассчитываются на применение при наибольшем допустимом рабочем напряжении электроустановки [10].

13.2 Экологичность

13.2.1 Влияние ПС на атмосферу

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относится и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освободившиеся атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF_6 практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF .

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслонеполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

13.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

13.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Согласно [6, п 4.2.69] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ОРУ 110 кВ подстанции «Чигири» стоят два трансформатора ТРДН-40000/110-80 У1. Габариты трансформатора: длина $A=5,69$ м; ширина $B=4,39$ м; высота $H=5,7$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 15,1$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике, так как в соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований, маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня

толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла. [25]

$$V_{\text{TM}} = \frac{m}{\rho} = \frac{15,1}{0,85} = 17,8 \text{ м}^3 \quad (95)$$

Зная объем, который занимает масло, а также длина $A=5,69$ м; ширина $B=4,39$ м; высота $H=5,7$ м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник:

$$S_{\text{МП}} = (A + 2 * \Delta) * (B + 2 * \Delta) = (5,69 + 2 * 1,5) * (4,39 + 2 * 1,5) = 64,22 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 * (A + B) * H, \text{ м}^2, \quad (96)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 * (5,69 + 4,39) * 5,7 = 114,9 \text{ м}^2;$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = I * t * (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}), \text{ м}^3, \quad (97)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;
 I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2$ л/с · м²;
 $S_{\text{блт}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{H_2O} = (114,9 + 64,22) \cdot 0,2 \cdot 1800 = 41364 \text{ л} = 41,4 \text{ м}^3.$$

Полный объем маслоприемника с учетом объема трансформаторного масла и воды, поступающей в маслоприемник от средств пожаротушения:

$$V_{\text{МСБ}(TM+H_2O)} = V_{TM} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3, \quad (98)$$

$$V_{\text{МСБ}(TM+H_2O)} = 17,8 + 0,8 \cdot 41,4 = 50,92 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприёмника

$$H_{\text{МП}} = h_{\text{TM+H}_2\text{O}} + h_{\Gamma} + h_{\text{В}}$$

.....

где $h_{\text{TM+H}_2\text{O}}$ – толщина слоя трансформаторного масла и воды, м;

h_{Γ} – толщина слоя гравия, м;

$h_{\text{В}}$ – толщина воздушного промежутка, м.

Определяем толщину слоя трансформаторного масла и воды:

$$h_{\text{TM+H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{МСБ}(TM+H_2O)}}{S_{\text{МП}}} = \frac{50,92}{64,22} = 0,8 \text{ м} \quad (99)$$

$$H_{\text{МП}} = 0,8 + 0,25 + 0,05 = 1,09 \text{ м}$$

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – 64,22 м²; объём масла – 17,8 м³; объём маслоприёмника – 69,4 м³, глубина маслоприёмника 1,09 м.

Конструкция маслоприемника приведена на рисунке 14

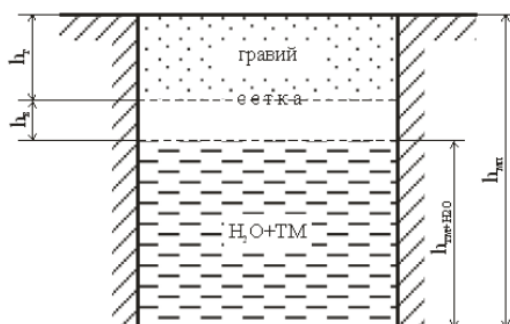


Рисунок 14 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды (эскиз)

13.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 110/10 кВ Чигири находится в 117 метрах от границы жилой зоны села, поэтому перед установкой трансформатора ТРДН-40000/110-80 У1 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно - гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Таблица 42 – Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории	Уровень звуковой мощности, дБА
2	трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной воздушной (система охлаждения вида Д)	40	110	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов.	91

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА (СП 51.13330.2011):

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (92)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (93)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука DU_{LA} , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (94)$$

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (95)$$

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 40$ МВ·А, $U_{НОМ} = 110$ кВ, трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной воздуха. Для данного типа трансформаторов корректированный уровень звуковой мощности $L_{WA} = 91$ дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \log(2 * 10^{0,1 \cdot 91}) = 94,01 \text{ дБА}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \cdot (94.01 - 45)}}{2 \cdot \pi}} = 112.6 \text{ м}$$

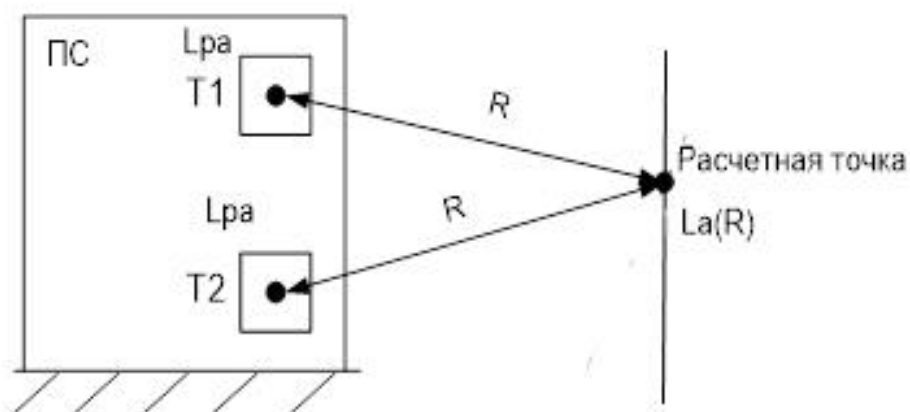


Рисунок 15 – Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 110/10 кВ Чигири находится на удалении более 117 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

13.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к

тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара электроэнергетических объектов.

13.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре

Территория предприятия (РЭС, МУ, ПС) должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов, мусора, тары, опавших листьев, травы и т.п. Горючие отходы, мусор и т.п. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить для дальнейшей утилизации. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория предприятия, подразделений должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Ко всем зданиям и сооружениям предприятия должен быть обеспечен свободный проезд. Все проездные дороги (проезды, подъезды) и проходы к зданиям, сооружениям, открытым складам, пожарным водоемам и гидрантам и другим источникам водоснабжения (пруды, каналы и т.п.), оборудованные специальными площадками (пирсами), а также доступы к стационарным пожарным лестницам и пожарному инвентарю должны содержаться в исправном состоянии, быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения ПС (карточкам пожаротушения).

Закрытие на ПС отдельных проездов и участков дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с руководством ПС (объектовой пожарной охраной, при наличии) и устройства

временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования.

Запрещается на территории предприятия, подразделений, сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

Территория предприятия должна иметь наружное освещение, достаточное для быстрого нахождения противопожарных источников, наружных пожарных лестниц, входов в здания и сооружения.

Временное хранение демонтированного или нового оборудования должно осуществляться на специально выделенных площадках, выполненных искусственным водонепроницаемым покрытием (бетон), с обваловкой по периметру.

Места временной и постоянной стоянки автотранспорта на территории определяется руководителем предприятия и должны иметь обозначения.

Во всех производственных, вспомогательных и административных зданиях должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала в соответствии с требованиями настоящей инструкции.

Для всех зданий, помещений, установок согласно функциональному назначению (проекту, технической документации) должны быть разработаны инструкции по мерам пожарной безопасности в соответствии с правилами пожарной безопасности, требованиями заводов изготовителей, НТД, СНиП.

По каждому отдельному помещению должен быть назначен ответственный за пожарную безопасность, табличка с фамилией которого и номеров вызова пожарной охраны вывешивается на видном месте.

Для производственных и складских помещений, наружных установок должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по правилам устройства электроустановок, который надлежит обозначать на дверях помещений или на установках.

Лица ответственные за пожарную безопасность предприятий (подстанций), один раз в три года должны проходить обучение по пожарно-техническому минимуму.

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил — без согласования с местными надзорными органами. Запрещается в указанных помещениях уменьшать число эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций в нарушение требований действующих строительных норм и правил (СНиП).

На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующими Государственными стандартами.

На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в емкостях из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Величина запаса смазочных материалов устанавливается местной инструкцией о мерах пожарной безопасности соответствующего цеха, участка, лаборатории и т.д.

После окончания смены сгораемые отходы и обтирочные материалы необходимо убирать с рабочего места. Не использованные ЛВЖ и ГЖ, а также краски, лаки и растворители следует хранить в специальных металлических шкафах (ящиках).

Использованные промасленные обтирочные материалы надо складывать в специальные металлические закрывающиеся ящики вместимостью не более 0,5 м³ с надписью "Для ветоши" и регулярно удалять для утилизации.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Системы вентиляции и противодымной защиты (дымоудаления) должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям.

Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов (доводчики, уплотнение притворов и т.п.) постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

Маслоприёмные устройства под оборудованием и маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемников гравийную засыпку необходимо содержать в чистом состоянии и не реже 1 раза в год промывать. При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной более 3 миллиметров, появлении растительности или невозможности его промывки должна осуществляться замена гравия.

Аварийные емкости для приема масла от силовых трансформаторов, масляных выключателей и реакторов должны проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара. Не допускается наличие воды в маслоборнике. В местах расположения маслоборников должны быть установлены указатели с обозначением их объема в кубических метрах. Результаты проверок маслоборников должны фиксироваться в специальном журнале, а при выявлении нарушений – в журнале дефектов оборудования ПС.

Проверка состояния огнезащитной обработки (пропитки) проводится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 1 раза в год, с составлением акта проверки состояния огнезащитной обработки.

На дверях помещения аккумуляторной должны быть сделаны надписи «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «Запрещается курить» или вывешены соответствующие знаки безопасности о запрещении использования открытого огня и курения. Стекла окон аккумуляторных батарей должны быть матовыми

или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде или оснащены специальной защитной пленкой. Для герметичных стационарных аккумуляторов или аккумуляторов с пониженным выделением водорода допускается выполнять естественную вентиляцию из верхней части помещения.

В рабочих помещениях химической лаборатории все вещества, материалы и приборы должны храниться строго по ассортименту или по типу, разрешается хранить не более 1кг горючих веществ каждого названия и не более 3 кг в общей сложности. Промасленные ветошь и бумагу нужно собирать емкости с плотно закрывающимися крышками и в конце рабочего дня выносить за пределы химической лаборатории.

13.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам.

Электроустановки должны монтироваться в соответствии с ПУЭ, ППБ, технической документации заводов изготовителей, проектных решений и эксплуатироваться с соблюдением номинальных режимов работы в соответствии с ПТЭ.

Лицо, ответственное за состояние электроустановок (электрохозяйство) назначается распорядительным документом по предприятию.

Помещения распределительных устройств, подщитовые помещения должны содержаться в чистоте.

Не допускается прокладывание воздушных линий электропередачи и наружных электропроводок над горючими кровлями и открытыми складами горючих материалов.

При эксплуатации электроустановок **ЗАПРЕЩАЕТСЯ:**

Использовать электроаппараты и приборы, имеющие неисправности, которые могут привести к пожару, а также эксплуатировать провода и кабели с повреждённой или потерявшей защитные свойства изоляцией.

Пользоваться повреждёнными розетками, рубильниками и другими электротехническими изделиями.

Использовать электроаппараты и приборы в условиях, не соответствующих рекомендациям предприятий-изготовителей.

Обёртывать электролампы и светильники бумагой; тканью и другими горючими материалами, а также эксплуатировать их со снятыми колпаками (рассеивателями).

Эксплуатировать электропечи, не оборудованные терморегуляторами.

Пользоваться электроутюгами, электроплитками, электрочайниками и другими электронагревательными приборами без подставок из негорючих материалов.

Оставлять без присмотра включённые в сеть электрические приборы (электронагреватели, телевизоры, радиоприёмники и т.п.).

Применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать некалиброванные плавкие вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузок и короткого замыкания.

Прокладывать транзитные электропроводки и кабельные линии через складские помещения, а также через пожароопасные и взрывоопасные зоны.

Включать в работу электроустановки с неисправными системами пожаротушения, предусмотренные проектом.

Переносные электрические светильники должны быть выполнены с применением гибких электропроводок, оборудованы стеклянными колпаками, а также защищены предохранительными сетками и снабжены крючками для подвески.

Проверка электрических сетей, электроприёмников, замер сопротивления изоляции и другие измерения должны производиться не реже 1 раза в 3 года.

При возникновении пожара персонал должен действовать в соответствии с местными инструкциями по пожарной безопасности, карточками пожаротушения и планом пожаротушения (на ПС).

13.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

Ответственность за исправность, ремонт, сохранность и готовность к действию огнетушителей в подразделениях возлагается на лиц, уполномоченных на это распоряжением по предприятию (структурному подразделению).

Каждый огнетушитель, установленный в помещении должен иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской.

Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться.

Огнетушители располагаются на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 м. Расположение огнетушителей в коридорах, проходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

При эксплуатации огнетушителей не допускается:

Попадание на корпус огнетушителей влаги, прямых солнечных лучей и осадков;

Нахождение огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя.

Температура эксплуатации и хранения углекислотных огнетушителей от -40 до +50 С, порошковых от -40 до +50 С.

Ответственность за содержание сетей противопожарного водоснабжения, их исправное состояние и работоспособность на нужды пожаротушения возлагается на лицо, закрепленное приказом по предприятию.

Пожарные краны противопожарного водопровода должны быть укомплектованы рукавами и стволами. Пожарный рукав должен быть присоединён к крану и стволу. Периодичность проверки состояния пожарных кранов и перемотка пожарных рукавов - не менее одного раза в год (для изменения места скатки).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был предложен вариант реконструкции системы электроснабжения поселка Чигири Благовещенского района Амурской области.

После проведенного анализа схемы электроснабжения п. Чигири и её основного центра питания ПС 110/10 кВ Чигири было выяснено, что самым слабым участком является 2 фидер, отходящий от данной подстанции. Данный фидер выполнен разными сечениями, не пропускающими требуемую нагрузку, имеет ненадежную петлевую схему, что в совокупности негативно сказывается на потребителях электроэнергии.

Поэтому на данном фидере был произведён расчёт электрических нагрузок, существующих и вновь вводимых электроприёмников, была произведена реконструкция системы низковольтного электроснабжения, а также осуществлён выбор трансформаторных подстанций. Разработаны конкурентно способные варианты реконструкции внутреннего электроснабжения посёлка Чигири и выбран оптимальный вариант конфигурации сети.

После были выбраны единые сечения распределительной сети 10 кВ, а также рассчитаны токи короткого замыкания. По расчётным данным были выбраны и проверены электрические аппараты на ПС 110/10 кВ Чигири, на трансформаторных подстанциях и на РП «Лайф Сити».

Приведены требования правил электробезопасности и пожарной безопасности, необходимые для исполнения на данном виде электроэнергетических объектов, рассмотрен расчет маслоприемника, предназначенного для защиты окружающей среды от аварийного выброса трансформаторного масла.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
- 2 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
- 3 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
- 4 Кашкаров, А.П. Автономное электроснабжение частного дома / А.П. Кашкаров. - РнД: Феникс, 2015. - 140 с.
- 5 Кашкаров, А.П. Автономное электроснабжение частного дома своими руками / А.П. Кашкаров. - РнД: Феникс, 2019. - 320 с.
- 6 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.
- 7 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2015. - 192 с.
- 8 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.
- 9 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, М.Г. Ошурков. - РнД: Феникс, 2017. - 416 с.
- 10 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.
- 11 Никитенко, Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение сельского хозяйства. Дипломное проектирование: Учебное пособие / Г.В. Никитенко, Е.В. Коноплев. - СПб.: Лань, 2018. - 316 с.

12 Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.

13 Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление в сельском хозяйстве: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - СПб.: Лань, 2018. - 392 с.

14 Янукович, Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства: Практикум / Г.И. Янукович, И.В. Протосовицкий, А.И. Зеленкевич. - М.: Инфра-М, 2018. - 304 с.

15 Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. - М.: Высшая школа, 2008. - 256 с.

16 Андреев, В. С. Системы электроснабжения загородного дома / В.С. Андреев, А.Б. Преображенский. - М.: Лада, 2011. - 264 с.

17 Агафонов, Г.Е. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / Г.Е. Агафонов, И.В. Бабкин, Б.Е. Берлин. – СПб.: «Энергоатомиздат», 2002. – 727 с.

18.Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.

19 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.

20 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.

21 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)

22 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.

23 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – 4-е изд., доп. – М. : Академия, 2005 . – 443 с .

24 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150-00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС». – 2001.

25 Тарасов, А. И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А. И. Тарасов, Д. Е. Румянцев – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002. – 144 с.

26 Техника высоких напряжений. / М.И. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]. – СПб. : Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.

27 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.

28 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293810/4293810933.htm> . – 25.05.14.

29 Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с.

30 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии / Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.:МЭИ, 2004. – 964 с.

31 Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические изделия и устройств / Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл.ред. И.Н.Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.

32 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.

33 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

34 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

35 Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности систем электроснабжения / Ю.Б. Гук, Н.А. Казак, А.В. Мясников; под ред. Р.Я. Федосенко. – М.: «Энергия», 1999. – 176с.

36 Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.

37 Кабышев, А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168 с.

38 Материалы, полученные в ходе производственной преддипломной практики.