

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения сетей 10 кВ с центром питания подстанция 110 кВ Ивановка

Исполнитель

студент группы

(подпись, дата)

М.С. Либенков

Руководитель

доцент

(подпись, дата)

А.Г. Ротачёва

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст.преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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 Либенкова Максима Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Ивановка в Амурской области

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 11.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: количество, тип и мощность электроприёмников

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

Характеристика потребителей с.Ивановка, анализ системы электроснабжения, расчёт электрических нагрузок, разработка рациональной схемы электроснабжения

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 расчётно-графических листов А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) по безопасности и экологичности А.Б. Булгаков-доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 5.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачёва Алла Георгиевна, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 5.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 153 с., 12 рисунков, 38 таблиц, 33 источника.

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

Актуальность выбранной темы выпускной квалификационной работы состоит в том, что электрические сети Ивановского района 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 системы электроснабжения сетей 10 кВ с центром питания подстанция 110 кВ Ивановка.

Полученные результаты работ имеют практическую значимость, которая состоит в возможности внедрения результатов исследования в деятельность п. Ивановка в целях подготовки и реализации мер, направленных на совершенствование системы электроснабжения поселка.

Научная новизна состоит в том, что результаты теоретического обзора по системе электроснабжения были применены к актуальному состоянию п. Ивановка на современном этапе развития национальной экономики, что позволило сделать выводы и определить пути совершенствования системы электроснабжения п. Ивановка.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей выпускной квалификационной работе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

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 села Ивановка	10
1.1. Краткое описание села Ивановка	10
1.2. Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.3. Характеристика и анализ потребителей электроэнергии	12
2 Анализ существующей системы электроснабжения села Ивановка	13
2.1. Источники питания и их анализ	15
2.2. Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП	17
2.3. Целесообразность реконструкции системы электроснабжения села Ивановка	22
3 Расчет электрических нагрузок	23
3.1. Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников	23
3.2. Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников	28
4 Реконструкция системы низковольтного электроснабжение	29
4.1. Выбор количества линий и трасс их прохождения	29
4.2. Определение расчетных мощностей на участках линий	29
4.3. Выбор количества и сечений линий	33
4.4. Расчет наружного освещения	40
5 Выбор трансформаторных подстанций	43
5.1. Оценка целесообразности компенсации реактивной мощности	43
5.2. Расчет электрических нагрузок ТП	45
5.3. Выбор схемы и конструкции ТП	47
6 Разработка вариантов реконструкции системы внутреннего	

электроснабжения села Ивановка 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	59
6.4 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ	62
6.5 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	65
7 Расчет токов короткого замыкания	68
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	69
7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	77
8 Выбор и проверка электрических аппаратов на трансформаторных подстанциях	87
8.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов	87
8.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ	91
8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	95
9 Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС 110/35/10 кВ Ивановка	100
9.1 Выбор выключателей 10 кВ	100
9.2 Проверка целесообразности выбора выключателей на стороне 110 кВ	102
9.3 Выбор разъединителей	105
9.4 Выбор трансформаторов тока	106
9.5 Выбор трансформаторов напряжения	108
9.6 Выбор и проверка ОПН	110
10 Заземление и молниезащита	112
10.1 Выбор и проверка заземления на подстанции Ивановка	112
10.2 Проверка молниезащиты подстанции	118
11 Релейная защита и автоматика	121

11.1	Защита линии 10 кВ от ПС 110/35/10 кВ Ивановка	121
11.2	Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ	125
11.3	Изоляция	126
12	Безопасность и экологичность	128
12.1	Безопасность	128
12.1.1	Безопасность работников при строительстве линий электропередач	128
12.1.2	Безопасность работников при испытаниях	129
12.1.3	Безопасность работников при вводе в эксплуатацию ТП	130
12.1.4	Безопасность работников при реконструкции сети	133
12.2	Экологичность	134
12.2.1	Влияние ПС на атмосферу	134
12.2.2	Влияние ПС на почву и гидросферу	135
12.2.3	Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом	135
12.2.4	Расчет шумового воздействия трансформатора	138
12.3	Чрезвычайные ситуации	141
12.3.1	Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре	141
12.3.2	Требования пожарной безопасности к электроустановкам	146
12.3.3	Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения	148
	Заключение	149
	Библиографический список	150

ВВЕДЕНИЕ

В данном выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос реконструкции системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Ивановка Амурской области. За основу при реконструкции взята существующая схема электроснабжения, точные места расположения трансформаторных подстанций и центров питания. Непосредственно сама питающая сеть подлежит реконструкции, в том числе с изменениями трассы прокладки ЛЭП.

Актуальность выбранной темы выпускной квалификационной работы состоит в том, что электрические сети Ивановского района 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.

Поэтому целью выпускной квалификационной работы является Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Ивановка в Амурской области.

Для достижения цели выпускной квалификационной работы необходимо последовательно решить следующие задачи:

1. Провести характеристику Ивановского района
2. Провести анализ существующей системы электроснабжения района
3. Произвести расчёт электрических нагрузок
4. Разработать рациональную схему электроснабжения.

Предметом исследования в работе выступает система электроснабжения Ивановского района.

Научная новизна состоит в том, что результаты теоретического обзора по системе электроснабжения были применены к актуальному состоянию п. Ивановка на современном этапе развития национальной экономики, что

позволило сделать выводы и определить пути совершенствования системы электроснабжения п. Ивановка.

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

Источниками информации служат справочники, специальная литература, ГОСТы, инструкции.

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

1. ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛА ИВАНОВКА

1.1. Краткое описание села Ивановка

Ивановский район образован в 1926 году и располагается на Зейско-Буреинской равнине. Граничит на севере с Белогорским районом, на востоке - с Ромненским и Октябрьским, на юге - с Тамбовским и на западе - с Благовещенским районами. Район занимает территорию площадью 2,6 тыс. кв. км.

Всего в районе 33 сельских населенных пункта. Все села охвачены автобусным сообщением. Кроме автомобильных дорог сообщение с другими населенными пунктами области проходит по железной дороге Белогорск-Благовещенск. Районным центром является село Ивановка, которое находится в 35 км от областного центра г. Благовещенска и в 28 км от железнодорожной станции Березовская - Восточный. Село Ивановка основано в 1864 году и названо в честь земского деятеля.

Численность населения на 1 января 2018 года по району составила 23,9 тыс. человек (3,3% населения области). Плотность населения -12,7 человека на 1 кв. км. На территории района, по данным Всесоюзной переписи населения 1989 года, проживает более 10 национальностей, из которых 86% русских, 6,9% - украинцев, 3,3% - белорусов, около 1% - татар.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Ивановский район расположен в умеренном климатическом поясе. Его климат ультраконтинентальный с муссонными чертами. Годовая суммарная солнечная радиация 107-117 ккал на 1 кв.см. Господствует умеренный континентальный воздух, зимой вторгается арктический. Преобладает западный перенос воздушных масс, развита циклоническая деятельность. Континентальность климата выражается большими годовыми (45-50°) и

суточными (до 20°) амплитудами температур воздуха; муссонность – почти исключительно СЗ ветрами зимой, резким преобладанием летних осадков. Континент.климата в области (81-100%) больше, чем на любой другой территории земного шара, лежащей в тех же широтах. Средняя годовая температура воздуха от 0° до –8°.

Средняя температура воздуха в июле - от 17° на севере до 21° на юге. Абсолютный максимум 42° (Константиновка). Безморозный период – от 57 дней на севере до 144 дней на юге. Вегетационный период со средними температурами воздуха выше 10° - от 86 дней на севере до 134 дней на юге. Зимой отрицательная температурная аномалия до 17°. Средние температуры воздуха в январе – от –26° на юге до –32° на севере. Абсолютный минимум - - 58° (бассейн Нюкжи).

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

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

Наименование	Значение
1	2
район по гололеду	3
нормативная стенка гололеда, мм	20
район по ветру	3
низшая температура воздуха, 0С	- 45
среднегодовая температура воздуха, 0С	0,1
высшая температура воздуха, 0С	+ 39
число грозových часов в год	45
высота снежного покрова, см	20

1	2
глубина промерзания грунтов, м	3
сейсмичность района, баллы	7
Высота над уровнем моря,	237

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии

Село Ивановка на данный момент застраивается «современными» коттеджами, которые имеют комбинированное или электроотопление, а так как потребителя стремятся улучшить свои жилищные условия, то они устанавливают все более мощные котлы отопления, тем самым увеличивая нагрузки на существующие линии и ТП.

В с. Ивановка в основном отмечается коммунально-бытовая нагрузка, так как большая доля потребителей составляет именно частные дома. Так же соответственно имеются учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.). Само село Ивановка небольшое, но по статистике, население с. Ивановки увеличивается с 2019 года. Необходимо отметить так же и тот факт, что в с. Ивановка сосредоточены основные производители зерна и сои такие как СХК "Анновский", колхоз "Луч", АРТ "Согласие".

На рассматриваемом «проблемном» районе преобладают потребители третьей категории, около 90 %, остальная часть относится ко второй и первой категории.

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА ИВАНОВКА

Село Ивановка питается от подстанции ПС 110/35/10 кВ Ивановка. В основном в с. Ивановка схема питания является петлевой, что подтверждает следующий рисунок 1 с изображением карты с. Ивановка с изображенной на ней схемой линий 10 кВ от ПС Ивановка

Проанализируем фидера ПС Ивановка. Фидера № 10, 16 и 26 являются кольцевыми. Схемы сети вышеупомянутых фидеров достаточно протяженная и разветвлённая. Основное кольцо, которое состоит из фидера 16 и 10, состоит из голого провода АС-95 и АС-50. Фидер 26 тоже состоит из АС-95 и АС-50, а внутреннее кольцо ф. 14 состоит из СИП. Основная нагрузка села сосредоточена в его центральной части, так как именно там сосредоточены многоквартирные жилые дома, торговые центры, магазины и основные предприятия. Проблема электроснабжения села Ивановка заключается в том, что при отключении ф. 14 или ф. 16, нагрузка распределяется между остальными кольцевыми фидерами ф. 26 и ф. 10, которые не могут вытянуть всю мощность, которая ложится на них из-за чего страдает в основном III категория электроснабжения потребителей, которые вынуждены ждать завершения ремонта большое количество времени, а также необходимо уделить внимание простому износу ф. 16, 10 и 26, которым необходима реконструкция с заменой провода, так как в перспективе при дальнейшем увеличении численности населения и росте нагрузок, данные фидера не обеспечат требуемого, нормативными документами, качества и надежности электроэнергии.

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

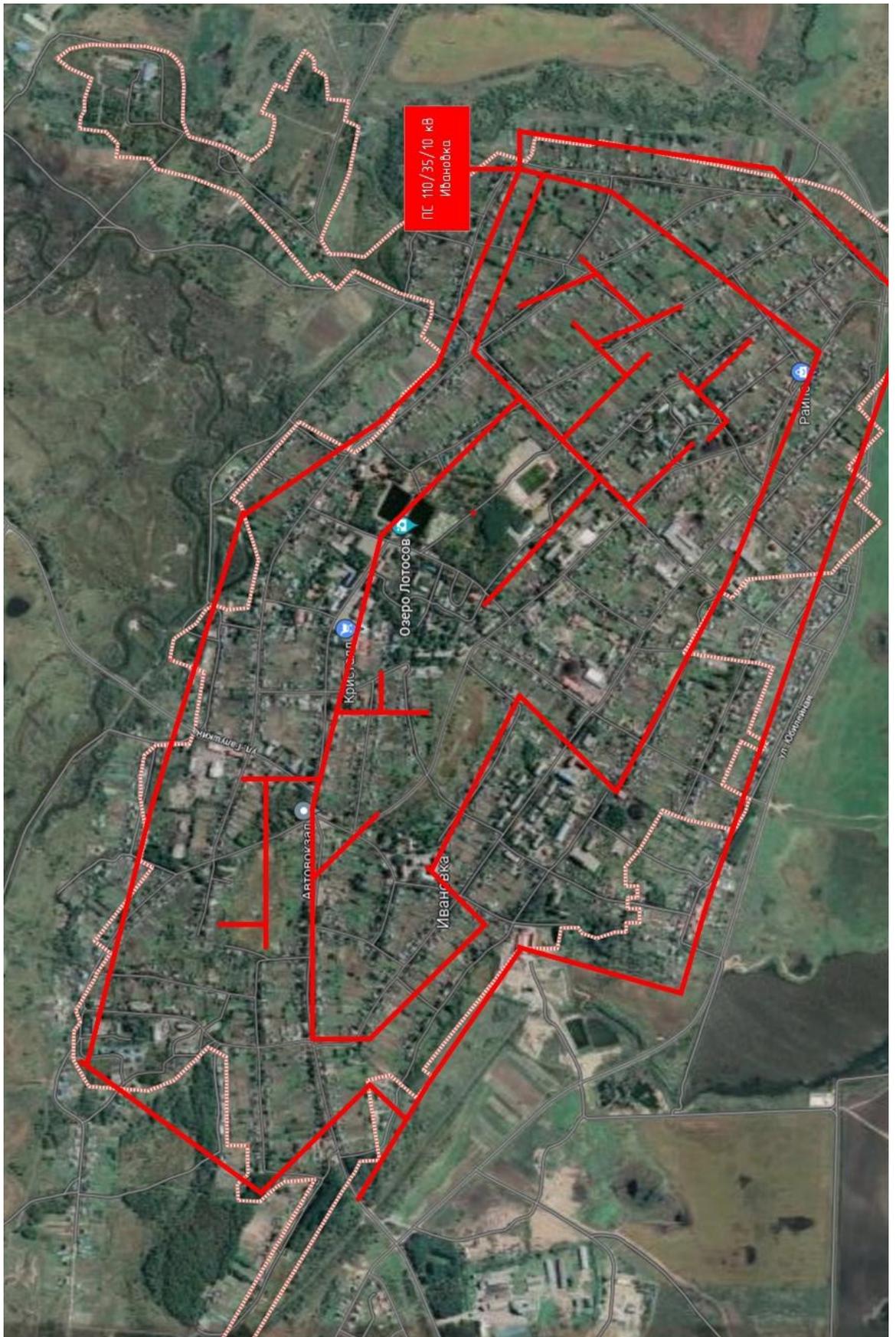


Рисунок 1 – Карта схема расположения сети 10 кВ с главными кольцевыми фидерами от подстанции Ивановка

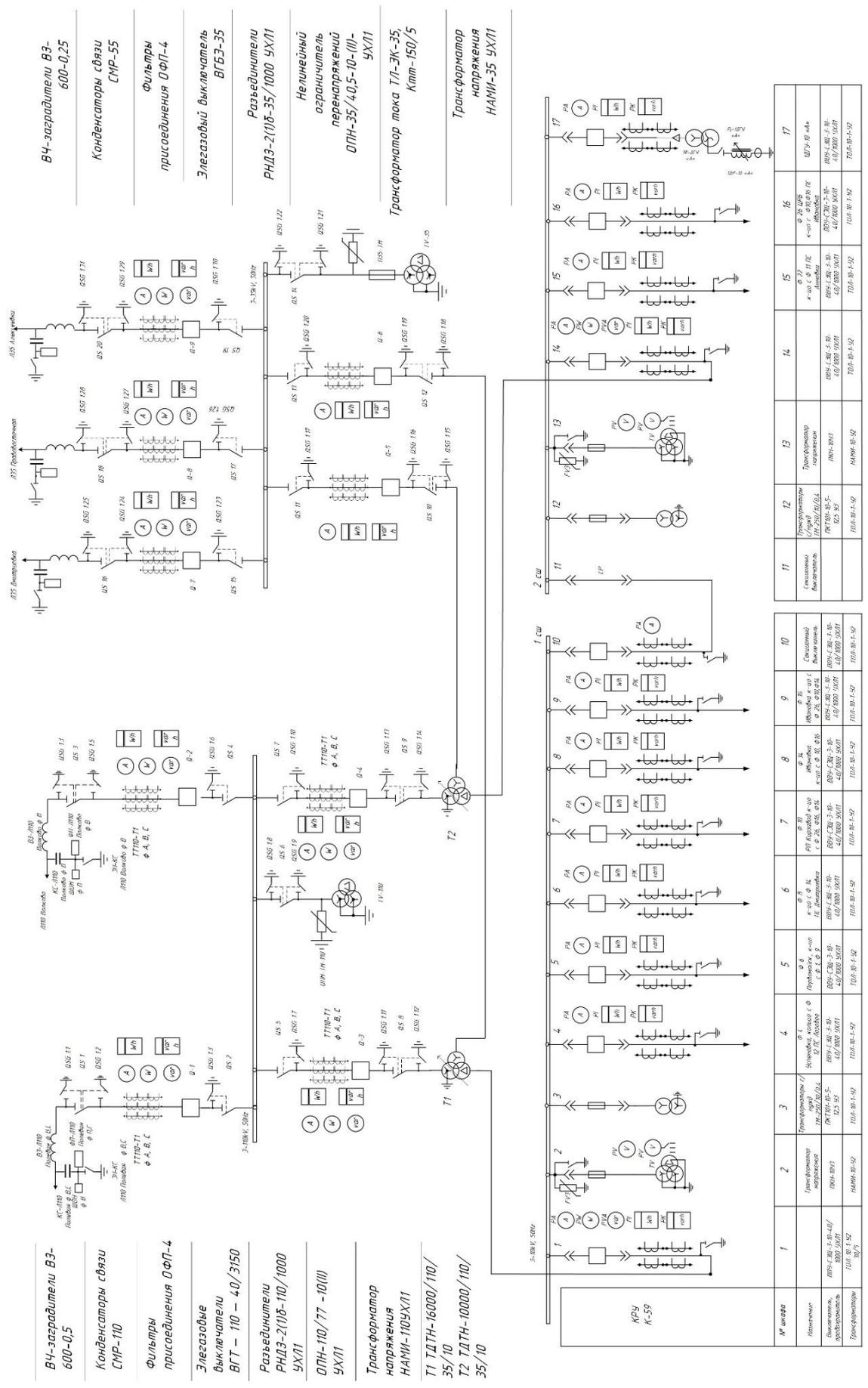
Таблица 2 – Потребители электроэнергии

Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников
1	2
Коммунально – бытовые потребители	
Частные дома	1 359
Многоквартирные дома	146
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)	
Котельные	10
Продуктовые магазины	48
Аптека	2
Административные здания	21
Школа	6
Офис	6
Автомагазины	1
Детские сады	4
Парикмахерские	1
Гаражи	27

2.1 Источники питания и их анализ

Основными центрами питания являются ПС 110/35/10 кВ Волково и ПС 110/35/10 кВ Полевая, которые в свою очередь питаются от системообразующих центров это Бурейская ГЭС и Райчихинская ГРЭС.

Подстанция Городская является ответвительной двухтрансформаторной ПС питаемой по 2-м ВЛ и выполненной по схеме № 110-13Н (две рабочие и обходная система шин). (рисунок 2). На данной ПС из нового оборудования по стороне 10 кВ установлены вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/1000.



ВЧ-заградители ВЗ-600-0,25
Конденсаторы связи СМР-55
Фильтры присоединения ОП-4
Элегазовый выключатель ВГБЗ-35
Разъединители РНДЗ-2(1)Б-35/1000 УХЛ1
Нелинейный ограничитель перенапряжений ОПН-35/40,5-10-(10)-УХЛ1
Трансформатор тока ТЛ-ЭК-35, Клтп-150/5
Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1

ВЧ-заградители ВЗ-600-0,5
Конденсаторы связи СМР-110
Фильтры присоединения ОП-4
Элегазовые выключатели ВГТ-110-40/Э150
Разъединители РНДЗ-2(1)Б-110/1000 УХЛ1
ОПН-110/77-10(11) УХЛ1
Трансформатор напряжения НАМИ-110УХЛ1
Т1 ТДТН-160000/110/35/10
Т2 ТДТН-100000/110/35/10

№ штефеля
Нормы
Высота, м
Трансформатор

1 Т1 ТДТН-160000/110/35/10
2 Т2 ТДТН-100000/110/35/10
3 Т3 ТДТН-100000/110/35/10
4 Т4 ТДТН-100000/110/35/10
5 Т5 ТДТН-100000/110/35/10
6 Т6 ТДТН-100000/110/35/10
7 Т7 ТДТН-100000/110/35/10
8 Т8 ТДТН-100000/110/35/10
9 Т9 ТДТН-100000/110/35/10
10 Т10 ТДТН-100000/110/35/10

11 Т11 ТДТН-100000/110/35/10
12 Т12 ТДТН-100000/110/35/10
13 Т13 ТДТН-100000/110/35/10
14 Т14 ТДТН-100000/110/35/10
15 Т15 ТДТН-100000/110/35/10
16 Т16 ТДТН-100000/110/35/10
17 Т17 ТДТН-100000/110/35/10

18 Т18 ТДТН-100000/110/35/10
19 Т19 ТДТН-100000/110/35/10
20 Т20 ТДТН-100000/110/35/10
21 Т21 ТДТН-100000/110/35/10
22 Т22 ТДТН-100000/110/35/10
23 Т23 ТДТН-100000/110/35/10
24 Т24 ТДТН-100000/110/35/10
25 Т25 ТДТН-100000/110/35/10

26 Т26 ТДТН-100000/110/35/10
27 Т27 ТДТН-100000/110/35/10
28 Т28 ТДТН-100000/110/35/10
29 Т29 ТДТН-100000/110/35/10
30 Т30 ТДТН-100000/110/35/10
31 Т31 ТДТН-100000/110/35/10
32 Т32 ТДТН-100000/110/35/10
33 Т33 ТДТН-100000/110/35/10
34 Т34 ТДТН-100000/110/35/10
35 Т35 ТДТН-100000/110/35/10

Рисунок 2 – Схема ПС 110/35/10 кВ ПС Ивановка

2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП

Для проведения подробного анализа загрузки существующих трансформаторных подстанций и установления необходимости замены силовых трансформаторов в ТП на более мощные, были выбраны все ТП на проблемных фидерах 26, 10 и 16, питаемых от ПС 110/35/10 кВ Ивановка, установлена их фактическая нагрузка и сведена в таблицу 3.

Таблица 3 – Перечень ТП подключенных к ВЛ 10 кВ ПС 110/35/10 кВ Ивановка

Наименование ТП	Номинальная мощность трансформаторов на ТП, кВА	Фактическая нагрузка трансформаторов на ТП [38], кВА
1	2	3
Фидер 26 ПС «Ивановка»		
1-25	400	374
1-27	400	342
1-28	100	80
1-29	250	211
1-31	250	205
1-36	400	339
1-40	250	241
1-41	250	238
1-42	400	388
1-56	250	202
Фидер 10 ПС «Ивановка»		
1-10	400	391
1-22	400	372
1-24	400	382

Продолжение таблицы 3

1	2	3
1-50	400	352
1-52	180	144
1-59	100	75
1-64	100	60
1-66	250	207
1-68	100	87
1-69	160	117
1-71	400	307
1-73	400	377
Фидер 16 ПС «Ивановка»		
1-11	250	204
1-13	250	231
1-17	250	207
1-19	400	312
1-25	400	358
1-27	400	339
1-3	250	201
1-32	400	359
1-35	160	121
1-37	630	594
1-38	400	361
1-39	400	350
1-40	250	244
1-41	250	234
1-42	400	355
1-43	250	201
1-44	400	350

1	2	3
1-45	400	342
1-46	160	110
1-57	250	222

Таблица с существующей загрузкой трансформаторных подстанций явно даёт понять, что силовые трансформаторы загружены под завязку и дальнейшее увеличение мощности по заявкам на ТП будет невозможно в виду аварийных отключений на ТП из-за чрезмерной нагрузки оборудования.

Для подтверждения чрезмерной загрузки произведём расчёт коэффициента фактической загрузки силовых трансформаторов.

Коэффициент фактической загрузки силовых трансформаторов находится следующим образом:

$$K_{\text{э.ф.}} = \frac{S_{\text{факт}}}{n \cdot S_{\text{факт}}} \quad (1)$$

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

n – количество силовых трансформаторов на ТП, шт.;

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

$$K_{\text{э.ф.(1-25)}} = \frac{374}{400} = 0,94$$

Коэффициент фактической загрузки остальных силовых трансформаторов сведём в таблицу 4:

Таблица 4 – Фактическая загрузка силовых трансформаторов

Наименование ТП	Фактическая загрузка силовых трансформаторов Коэффициент загрузки Кз.ф.
1	2
Ф-26 ПС «Ивановка»	
1-25	0,94
1-27	0,86
1-28	0,80
1-29	0,84
1-31	0,82
1-36	0,85
1-40	0,96
1-41	0,95
1-42	0,97
1-56	0,81
Ф-10 ПС «Ивановка»	
1-10	0,98
1-22	0,93
1-24	0,96
1-50	0,88
1-52	0,80
1-59	0,75
1-64	0,60
1-66	0,83
1-68	0,87
1-69	0,73
1-71	0,77
1-73	0,94

1	2
Ф-16 ПС «Ивановка»	
1-11	0,82
1-13	0,92
1-17	0,83
1-19	0,78
1-25	0,90
1-27	0,85
1-3	0,80
1-32	0,90
1-35	0,76
1-37	0,94
1-38	0,90
1-39	0,88
1-40	0,98
1-41	0,94
1-42	0,89
1-43	0,80
1-44	0,88
1-45	0,86
1-46	0,69
1-57	0,89

Данный коэффициенты загрузки силовых трансформаторов на ТП наглядно показывают нам, в каком состоянии находится на данный момент с. Ивановка. Силовые трансформаторы не могут должным образом обеспечить надёжное электроснабжение, а при добавлении нагрузки от нового тех. Пресса они просто на просто выйдут из строя.

Зная контрольные замеры на ТП, найдём общую мощность, которая протекает по фидерам.

$$\sum S_{\text{ТПф-26}} = \sqrt{\sum P_{\text{ТП}}^2 + \sum Q_{\text{ТП}}^2} = 2620 \text{ кВА}$$

$$\sum S_{\text{ТПф-10}} = \sqrt{\sum P_{\text{ТП}}^2 + \sum Q_{\text{ТП}}^2} = 2871 \text{ кВА}$$

$$\sum S_{\text{ТПф-16}} = \sqrt{\sum P_{\text{ТП}}^2 + \sum Q_{\text{ТП}}^2} = 5695 \text{ кВА}$$

Теперь найдём ток:

$$I_{\text{ф26}} = \frac{\sum S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = \frac{2620}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 144,23 \text{ А}$$

$$I_{\text{ф10}} = \frac{\sum S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = \frac{2871}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 158,05 \text{ А}$$

$$I_{\text{ф16}} = \frac{\sum S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = \frac{5695}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 313,515 \text{ А}$$

Тем самым мы подтверждаем информацию о том, что петлевые фидера 10, 26 и 16 выполненный голым проводом АС-95 и АС-50 не пропускают существующие нагрузки, имеют большую вероятность отключения в случае дублирования другого фидера из-за срабатывания МТО и МТЗ.

2.3 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения села Ивановка

На основании вышесказанного, а также расчётов, которые подтверждают, что фидера 10, 26 и 16 не способны обеспечить надёжную, бесперебойную и качественную электроэнергию потребителям. Расчёт показал так же неравномерность загрузки силовых трансформаторов на ТП, что подтверждает расчёт коэффициента фактической загрузки силовых трансформаторов.

3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников

Для проведения дальнейших расчётов электрических нагрузок, необходимо определить не только какую мощность потребляет тот или иной потребитель, но и какой именно тип этой самой нагрузки. От вышеуказанных расчётов будет зависеть как выбор силовых трансформаторов на ТП, так и выбор сечений питающих линий.

В основном на ф-26, 10, 14 и 16 в с. Ивановка сконцентрированы частные дома, коттеджи и многоквартирные домов с небольшой долей промышленной нагрузки. Для наглядности проведём реконструкцию и расчёт части рассматриваемой сети 0,4 кВ, на примере ТП 1-25. У данной ТП, помимо коттеджей, как основной нагрузки, уже имеется небольшое количество заявок на технологическое присоединение, которые тоже будут представлять из себя частные дома.

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:

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

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

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

$K_{\text{н.м.}}$ — 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:

$$P = P_{\text{уд}} \cdot m \quad (6)$$

где $P_{\text{уд}}$ - 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 № 1-25, это частные дома значит для одного дома нагрузка будет равна:

$$P_{р.ж.д.} = 7,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.ж.д.} = P_{р.ж.д.} \cdot \text{tg}\varphi = 7,5 \cdot 0,2 = 1,5 \text{ кВар}$$

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{\sum P_{р.ж.д.}^2 + \sum Q_{р.ж.д.}^2} = \sqrt{\sum 7,5^2 + \sum 1,5^2} = 7,65 \text{ кВА}$$

На данный момент к ТП подключено 10 коттеджей, тогда итоговая мощность будет равна:

$$S_{р.ж.д.ТП1-25} = 7,65 \cdot 10 = 76,5 \text{ кВА}$$

Сведем все расчёты в таблицу 5 для выяснения общей существующей нагрузки на всех фидерах ПС Ивановка:

Таблица 5 – Расчет жилой нагрузки

Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников	P _p , кВт	Q, кВар	S, кВА
1	2	3	5	6
Коммунально – бытовые потребители				
Частные дома	1 107	8302	1660,5	8466,9

Продолжение таблицы 5

1	2	3	5	6
Многokвартирные дома	146	1328,6	531,44	1430,95
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)				
Котельные	10	260	91	275,465
Продуктовые магазины	48	720	223,2	753,803
Аптека	2	30	10,05	31,6386
Административные здания	21	525	183,75	556,228
Школа	6	150	60	161,555
Офис	6	90	31,5	95,3533
Автомгазины	1	20	7	21,1896
Детские сады	4	80	32	86,1626
Парикмахерские	1	15	4,65	15,7042
Гаражи	27	202,5	60,75	211,416

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 35 новых коттеджей, из которых 15 уже на стадии завершения. Тем самым нас ожидает рост нагрузки в размере:

$$S_{\text{р.ж.д.}} = 7,65 \cdot 35 = 267,75 \text{ кВА}$$

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.

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

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

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

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

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

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

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

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

Определим расчетную электрическую нагрузку для линии №1 питаемой от ТП № 1-25 рисунок 3.

Расчетная электрическая нагрузка равна

$$P_{p.l} = 7,5 + 21 \cdot 0,6 \cdot 7,5 = 102 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.l} = 1,5 + 11 \cdot 0,6 \cdot 1,5 = 20,4 \text{ кВт}$$

$$S_{p.l} = \sqrt{P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2} = \sqrt{102^2 + 20.4^2} = 104.02 \text{ кВА}$$

Результаты расчета по остальным линиям 0,4кВ приведены в таблице 6.

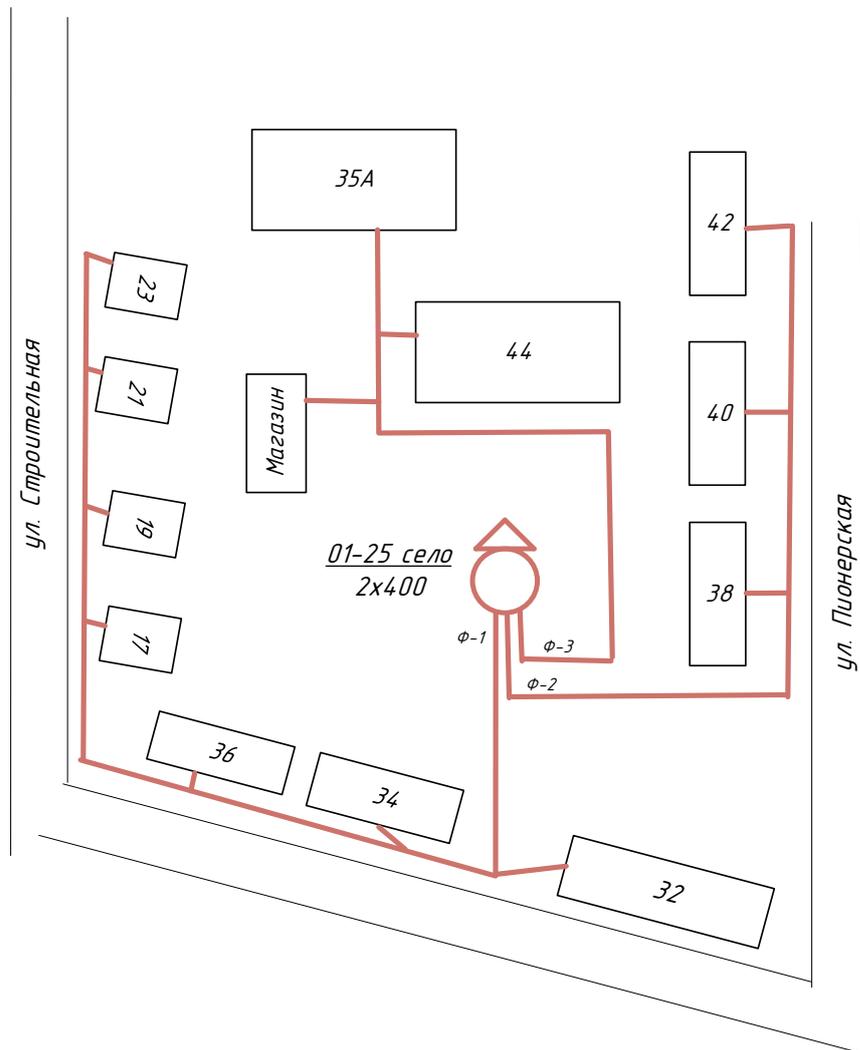


Рисунок 3 – Схема подключения электроприёмников к ТП-1-25

Таблица 6 – Расчетные нагрузки линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	S, кВА	ТП	№ линии	S, кВА
1	2	3	4	5	6
1-25	1	110	1-42	1	143
	2	130		2	134
	3	134		3	128
1-27	1	90	1-56	1	101
	2	80		2	36
	3	103	1-10	1	143
	4	97		2	128

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
1-28	1	71	1-22	3	114
	2	82		1	84
1-29	1	97		2	92
	2	106		3	112
1-31	1	92		4	73
	2	117		1-24	1
1-36	1	106	2		121
	2	107	3		97
	3	173	1-50	1	91
1-40	1	106		2	106
	2	127	3	98	
1-41	1	131	1-52	1	107
	2	108		2	114
1-59	1	67	1-71	1	110
	2	87		2	130
1-64	1	71		3	98
	2	69		4	71
1-66	1	56	1-73	1	81
	2	68		2	94
	3	41		3	117
1-68	1	71		4	73
	2	82	1-25	1	104
1-69	1	91		2	80
	2	81		3	101
1-11	1	78		4	97
	2	62	1-32	1	87
1-13	1	67		2	91
	2	81		3	27
1-17	1	69		4	66
	2	64	1-37	1	107
1-19	1	84		2	134
	2	92		3	97
	3	112		4	87
	4	73	1-45	1	84
1-27	1	90		2	92
	2	80		3	112
	3	103	4	73	

1	2	3	4	5	6
1-38	1	72	1-35	2	93
	2	98		1	104
	3	104		2	82
	4	108	1-40	1	97
1-39	1	97		2	104
	2	67	1-41	1	87
	3	48		2	93
	4	82		3	48
1-42	1	84	1-44	1	90
	2	92		2	80
	3	112		3	103
	4	73		4	97

4.3 Выбор количества и сечений 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:

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

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

U_l – 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 1-25:

$$I_{р.л.} = \frac{110 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 54,9 \text{ А}$$

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 _{р.л.} ,кВА	I _{р.л.} , А	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм ²	I _{доп.} , А
1	2	3	4	5	6
1-25	1	110	159,0	3x35+1x70+1x25	240
	2	130	187,9	3x35+1x70+1x25	240
	3	134	193,6	3x35+1x70+1x25	240
1-27	1	90	130,1	3x35+1x70+1x25	240
	2	80	115,6	3x35+1x70+1x25	240
	3	103	148,8	3x35+1x70+1x25	240
	4	97	140,2	3x35+1x70+1x25	240
1-28	1	71	102,6	3x35+1x70+1x25	240
	2	82	118,5	3x35+1x70+1x25	240
1-29	1	97	140,2	3x35+1x70+1x25	240
	2	106	153,2	3x35+1x70+1x25	240
1-31	1	92	132,9	3x35+1x70+1x25	240
	2	117	169,1	3x35+1x70+1x25	240
1-36	1	106	153,2	3x35+1x70+1x25	240
	2	107	154,6	3x35+1x70+1x25	240
	3	173	250,0	3x35+1x70+1x25	240
1-40	1	106	153,2	3x35+1x70+1x25	240
	2	127	183,5	3x35+1x70+1x25	240
1-41	1	67	96,8	3x35+1x70+1x25	240
	2	87	125,7	3x35+1x70+1x25	240
1-59	1	71	102,6	3x35+1x70+1x25	240
	2	69	99,7	3x35+1x70+1x25	240
1-64	1	56	80,9	3x16+1x25	100
	2	68	98,3	3x16+1x25	100
	3	41	59,2	3x16+1x25	100
1-66	1	71	102,6	3x35+1x70+1x25	240
	2	82	118,5	3x35+1x70+1x25	240

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
1-68	1	91	131,5	3x35+1x70+1x25	240
	2	81	117,1	3x35+1x70+1x25	240
1-69	1	78	112,7	3x35+1x70+1x25	240
	2	62	89,6	3x35+1x70+1x25	240
1-11	1	67	96,8	3x35+1x70+1x25	240
	2	81	117,1	3x35+1x70+1x25	240
1-13	1	69	99,7	3x35+1x70+1x25	240
	2	64	92,5	3x35+1x70+1x25	240
1-17	1	84	121,4	3x35+1x70+1x25	240
	2	92	132,9	3x35+1x70+1x25	240
	3	112	161,8	3x35+1x70+1x25	240
	4	73	105,5	3x35+1x70+1x25	240
1-19	1	90	130,1	3x35+1x70+1x25	240
	2	80	115,6	3x35+1x70+1x25	240
	3	103	148,8	3x35+1x70+1x25	240
	4	97	140,2	3x35+1x70+1x25	240
1-27	1	72	104,0	3x35+1x70+1x25	240
	2	98	141,6	3x35+1x70+1x25	240
	3	104	150,3	3x35+1x70+1x25	240
	4	108	156,1	3x35+1x70+1x25	240
1-38	1	97	140,2	3x35+1x70+1x25	240
	2	67	96,8	3x35+1x70+1x25	240
	3	48	69,4	3x16+1x25	100
	4	82	118,5	3x35+1x70+1x25	240
1-39	1	84	121,4	3x35+1x70+1x25	240
	2	92	132,9	3x35+1x70+1x25	240
	3	112	161,8	3x35+1x70+1x25	240
	4	73	105,5	3x35+1x70+1x25	240
1-42	1	143	206,6	3x35+1x70+1x25	240
	2	134	193,6	3x35+1x70+1x25	240
	3	128	185,0	3x35+1x70+1x25	240
1-56	1	101	146,0	3x35+1x70+1x25	240
	2	36	52,0	3x35+1x70+1x25	240
1-10	1	143	206,6	3x35+1x70+1x25	240
	2	128	185,0	3x35+1x70+1x25	240
	3	114	164,7	3x35+1x70+1x25	240
1-22	1	84	121,4	3x35+1x70+1x25	240
	2	92	132,9	3x35+1x70+1x25	240
	3	112	161,8	3x35+1x70+1x25	240
	4	73	105,5	3x35+1x70+1x25	240
1-24	1	134	193,6	3x35+1x70+1x25	240
	2	121	174,9	3x35+1x70+1x25	240
	3	97	140,2	3x35+1x70+1x25	240
1-50	1	91	131,5	3x35+1x70+1x25	240
	2	106	153,2	3x35+1x70+1x25	240
	3	98	141,6	3x35+1x70+1x25	240

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
1-52	1	107	154,6	3x35+1x70+1x25	240
	2	114	164,7	3x35+1x70+1x25	240
1-71	1	110	159,0	3x35+1x70+1x25	240
	2	130	187,9	3x35+1x70+1x25	240
	3	98	141,6	3x35+1x70+1x25	240
	4	71	102,6	3x35+1x70+1x25	240
1-73	1	81	117,1	3x35+1x70+1x25	240
	2	94	135,8	3x35+1x70+1x25	240
	3	117	169,1	3x35+1x70+1x25	240
	4	73	105,5	3x35+1x70+1x25	240
1-25	1	104	130,1	3x35+1x70+1x25	240
	2	80	115,6	3x35+1x70+1x25	240
	3	101	148,8	3x35+1x70+1x25	240
	4	97	140,2	3x35+1x70+1x25	240
1-32	1	87	125,7	3x35+1x70+1x25	240
	2	91	131,5	3x35+1x70+1x25	240
	3	27	39,0	3x35+1x70+1x25	240
	4	66	95,4	3x35+1x70+1x25	240
1-37	1	107	154,6	3x35+1x70+1x25	240
	2	134	193,6	3x35+1x70+1x25	240
	3	97	140,2	3x35+1x70+1x25	240
	4	87	125,7	3x35+1x70+1x25	240
1-45	1	84	121,4	3x35+1x70+1x25	240
	2	92	132,9	3x35+1x70+1x25	240
	3	112	161,8	3x35+1x70+1x25	240
	4	73	105,5	3x35+1x70+1x25	240
1-3	1	87	125,7	3x35+1x70+1x25	240
	2	93	134,4	3x35+1x70+1x25	240
1-35	1	104	150,3	3x35+1x70+1x25	240
	2	82	118,5	3x35+1x70+1x25	240
1-40	1	97	140,2	3x35+1x70+1x25	240
	2	104	150,3	3x35+1x70+1x25	240
1-41	1	87	125,7	3x35+1x70+1x25	240
	2	93	134,4	3x35+1x70+1x25	240
	3	48	69,4	3x35+1x70+1x25	240
1-44	1	90	130,1	3x35+1x70+1x25	240
	2	80	115,6	3x35+1x70+1x25	240
	3	103	148,8	3x35+1x70+1x25	240
	4	97	140,2	3x35+1x70+1x25	240

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.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_i \cdot \cos(\varphi_i) + x_i \cdot \sin(\varphi_i)) \cdot 100\% \quad (11)$$

где I – рабочий максимальный ток;

L – длина линии, км;

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

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

Рассчитаем потерю напряжения на участке ТП 1-25 на линии № 1:

$$\Delta U_{\text{ТП58-61}} = \frac{159 \cdot 0,73 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,162 \cdot 0,97 + 0,07 \cdot 0,25) \cdot 100\% = 3,2\%$$

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

Таблица 8 – Потери напряжения по линиям 0,4 кВ

ТП	№ линии	$I_{p.l}$, А	ΔU , %	ТП	№ линии	$I_{p.l}$, А	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1-25	1	159,0	9,23	1-42	1	146,0	8,5
	2	187,9	4,08		2	52,0	3,0
	3	193,6	3,99		3	206,6	4,8
1-27	1	130,1	7,55	1-56	1	185,0	7,2
	2	115,6	6,71		2	164,7	9,6
	3	148,8	8,64	1-10	1	121,4	7,0
	4	140,2	8,14		2	132,9	7,7
1-28	1	102,6	5,95	1-22	3	161,8	9,4
	2	118,5	6,88		1	105,5	6,1
1-29	1	140,2	8,14	1-24	2	193,6	6,8
	2	153,2	8,89		3	174,9	4,8
1-31	1	132,9	7,72	1-24	4	140,2	8,1
	2	169,1	9,81		1	131,5	7,6
1-36	1	153,2	8,89	1+50	2	153,2	8,9
	2	154,6	8,97		3	141,6	8,2
	3	250,0	7,25		1	154,6	9,0

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
1-40	1	153,2	8,89		2	164,7	9,6
	2	183,5	6,65		3	159,0	9,2
	1-41	1	189,3		8,99	1-52	1
2	156,1	9,06	2	141,6	8,2		
1-59	1	96,8	5,62	1-71	1	102,6	6,0
	2	125,7	7,30		2	117,1	6,8
1-64	1	102,6	5,95		3	135,8	7,9
	2	99,7	5,79		4	169,1	9,8
1-66	1	80,9	4,70	1-73	1	105,5	6,1
	2	98,3	5,70		2	130,1	7,5
	3	59,2	3,44		3	115,6	6,7
1-68	1	102,6	5,95	1-25	4	148,8	8,6
	2	118,5	6,88		1	140,2	8,1
1-69	1	131,5	7,63		2	125,7	7,3
	2	117,1	6,79		3	131,5	7,6
1-11	1	112,7	6,54		1-32	4	39,0
	2	89,6	5,20	1		95,4	5,5
1-13	1	96,8	5,62	2		154,6	9,0
	2	117,1	6,79	3		193,6	7,2
1-17	1	99,7	5,79	1-37	4	140,2	8,1
	2	92,5	5,37		1	125,7	7,3
1-19	1	121,4	7,05		2	121,4	7,0
	2	132,9	7,72		3	132,9	7,7
	3	161,8	9,39	4	161,8	9,4	
	4	105,5	6,12	1-45	1	105,5	6,1
1-27	1	130,1	7,55		2	125,7	7,3
	2	115,6	6,71		3	134,4	7,8
	3	148,8	8,64		4	150,3	8,7
	4	140,2	8,14	1-3	1	118,5	6,9
1-38	1	104,0	6,04		2	140,2	8,1
	2	141,6	8,22	1-35	1	150,3	8,7
	3	150,3	8,72		2	125,7	7,3
	4	156,1	9,06	1-40	1	134,4	7,8
1-39	1	140,2	8,14		2	69,4	4,0
	2	96,8	5,62	1-41	1	130,1	7,5
	3	69,4	4,03		2	115,6	6,7
	4	118,5	6,88		3	148,8	8,6
1-42	1	121,4	7,05	1-44	1	140,2	8,1
	2	132,9	7,72		2	206,6	8,0
	3	161,8	9,39		3	193,6	6,2
	4	105,5	6,1		4	185,0	7,4

4.4 Расчет наружного освещения

В селах, деревнях или различных населённых пунктах, там, где проходит реконструкция сети, улицы и дороги имеют покрытие самого простейшего типа и производится оно по удельной нагрузке на 1 км освещаемой поверхности. Принимаем к расчёту следующие данные: высота подвеса 8,5 м, ширина дороги 7 м, среднюю освещённость 4 лк. Используем Feron SP2920, светильник консольный светодиодный.

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется по выражению:

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

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
1-25	0,9	6	5,4
1-27	0,4	6	2,4
1-28	1,1	6	6,6
1-29	0,7	6	4,2
1-31	0,8	6	4,8
1-36	0,5	6	3
1-40	1,2	6	7,2
1-41	1,6	6	9,6
1-42	0,87	6	5,22

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
1-56	0,64	6	3,84
1-10	1,3	6	7,8
1-22	1,7	6	10,2
1-24	1,12	6	6,72
1-50	0,89	6	5,34
1-52	1,31	6	7,86
1-59	0,74	6	4,44
1-64	0,92	6	5,52
1-66	1,2	6	7,2
1-68	1,15	6	6,9
1-69	0,87	6	5,22
1-71	0,92	6	5,52
1-73	1,4	6	8,4
1-11	1,3	6	7,8
1-13	0,89	6	5,34
1-17	1,7	6	10,2
1-19	1,1	6	6,6
1-25	1,4	6	8,4
1-27	0,8	6	4,8
1-3	0,9	6	5,4
1-32	0,84	6	5,04
1-35	0,74	6	4,44

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
1-37	0,4	6	2,4
1-38	1,1	6	6,6
1-39	0,7	6	4,2
1-40	0,8	6	4,8
1-41	0,71	6	4,26
1-42	0,69	6	4,14
1-43	0,87	6	5,22
1-44	0,91	6	5,46
1-45	0,8	6	4,8
1-46	0,93	6	5,58
1-57	1,2	6	7,2
Суммарная нагрузка освещения, кВт			246,06

5. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

5.1 Оценка целесообразности компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности, в настоящем дипломном проекте, необходима для того, чтобы обеспечить уменьшение потерь и 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
1	2	3
1-25	374	46,3
1-27	370	23,1
1-28	153	20,1
1-29	203	44,9
1-31	209	31,9
1-36	386	40,8
1-40	233	34,9
1-41	239	28,0
1-42	154	21,3
1-56	147	43,6
1-10	165	31,9
1-22	153	43,6
1-24	172	19,2
1-50	140	28,3

Продолжение таблицы 10

1	2	3
1-52	148	48,2
1-59	133	35,4
1-64	361	31,0
1-66	370	26,2
1-68	382	11,7
1-69	294	42,3
1-71	361	26,3
1-73	405	25,5
1-11	137	46,6
1-13	385	46,3
1-17	361	23,1
1-19	352	20,1
1-25	295	44,9
1-27	221	31,9
1-3	409	40,8
1-32	365	34,9
1-35	370	28,0
1-37	271	21,3
1-38	425	43,6
1-39	361	31,9

Продолжение таблицы 10

1	2	3
1-40	180	42,3
1-41	425	31,0
1-42	361	26,2
1-43	180	11,7
1-44	186	42,3
1-45	201	26,3
1-46	228	42,3
1-57	370	11,7

Как видно из приведенной выше таблицы 10, 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 [24] 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

«Сельскохозяйственные» электрические сети характеризуются потребителями. Такими как отдельными, так и групповыми.

Определим электрические нагрузки на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций с учетом соответствующих добавок к максимальной нагрузке по формуле.

Согласно методике, описанной в методических указаниях по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения, произведем расчет суммарной нагрузки на шинах подстанций [18].

$$P_{\text{ТПЗЗ}} = P_{\text{PMAH}} + \sum P_{\text{доб}} \quad (13)$$

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

$P_{\text{доб}i}$ – 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 1-25. Согласно данным таблицы 6 расчётная нагрузка трансформаторной подстанции проходит по нескольким линиям. Зная результирующую нагрузку на отходящей от ТП линии умножим её на коэффициент перспективного роста нагрузок, принимаемый равным 3,2 % от существующей нагрузки:

$$S_{\text{ТП1-25}} = S_{\text{ТП1-25PMAH}} \cdot 3,2\% \quad (14)$$

$$S_{\text{ТП1-25}} = 374 \cdot 3,2\% = 386 \text{ кВА}$$

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

Таблица 11 – Расчет нагрузки, приведенный к шинам ТП

№ ТП	$S_{\text{р.л}}$,кВА	№ ТП	$S_{\text{р.л}}$,кВА
1	2	3	4
1-25	385,968	1-27	228,072
1-27	381,84	1-3	422,088
1-28	157,896	1-32	376,68

1	2	3	4
1-29	209,496	1-35	381,84
1-31	215,688	1-37	279,672
1-36	398,352	1-38	438,6
1-40	240,456	1-39	372,552
1-41	246,648	1-40	185,76
1-42	158,928	1-41	438,6
1-56	147,448	1-42	372,552
1-10	170,28	1-43	185,76
1-22	157,896	1-44	191,952
1-24	177,504	1-45	207,432
1-50	144,48	1-46	235,296
1-52	152,736	1-57	381,84
1-59	137,256	1-73	417,96
1-64	372,552	1-11	141,384
1-66	381,84	1-13	397,32
1-68	394,224	1-17	372,552
1-69	303,408	1-19	363,264
1-71	372,552	1-25	304,44

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 1-25:

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

$$S_{ТП1-25} = \frac{386}{1 \cdot 0,85} = 227,04 \text{ кВА}$$

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

n_T - число трансформаторов;

$K_3^{OПТ}$ - 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 однострансформаторных подстанций $K_3=0,8-0,85$.

Мощность трансформаторов, номинальная, выбирается из имеющегося стандартного ряда для выпускаемых трансформаторов. Необходимо так же учитывать, что мощность номинальная, должна быть больше расчётной.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП 1-25:

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМТР}} \cdot N_{\text{ТР}}}, ; \quad (16)$$

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{386}{1 \cdot 400} = 0,96$$

$$K_{3 \text{ на}} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМТР}} \cdot (N_{\text{ТР}} - 1)}, \quad (17)$$

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

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

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	Sp, кВА	Кз норм	Кз после аварийный
1	2	3	4	5
1-25	2хТМ - 400	386	0,48	0,96
1-27	2хТМ - 400	381,84	0,48	0,95

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
1-28	2xTM - 250	157,896	0,32	0,63
1-29	2xTM - 250	209,496	0,42	0,84
1-31	2xTM - 250	215,688	0,43	0,86
1-36	2xTM - 400	398,352	0,50	1,00
1-40	2xTM - 250	240,456	0,48	0,96
1-41	2xTM - 250	246,648	0,49	0,99
1-42	2xTM - 400	158,928	0,20	0,40
1-56	2xTM - 100	147,448	0,74	1,47
1-10	2xTM - 250	170,28	0,34	0,68
1-22	2xTM - 250	157,896	0,32	0,63
1-24	2xTM - 250	177,504	0,36	0,71
1-50	2xTM - 250	144,48	0,29	0,58
1-52	2xTM - 250	152,736	0,31	0,61
1-59	2xTM - 250	137,256	0,27	0,55
1-64	2xTM - 400	372,552	0,47	0,93
1-66	2xTM - 400	381,84	0,48	0,95
1-68	2xTM - 400	394,224	0,49	0,99
1-69	2xTM - 400	303,408	0,38	0,76
1-71	2xTM - 400	372,552	0,47	0,93
1-27	2xTM - 250	228	0,46	0,91
1-3	2xTM - 400	422,088	0,53	1,06
1-32	2xTM - 400	376,68	0,47	0,94
1-35	2xTM - 400	381,84	0,48	0,95
1-37	2xTM - 400	279,672	0,35	0,70
1-38	2xTM - 400	438,6	0,55	1,10
1-39	2xTM - 400	372,552	0,47	0,93
1-40	2xTM - 250	185,76	0,37	0,74
1-41	2xTM - 400	438,6	0,55	1,10
1-42	2xTM - 400	372,552	0,47	0,93

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
1-43	2хТМ – 250	185,76	0,37	0,74
1-44	2хТМ – 250	191,952	0,38	0,77
1-45	2хТМ – 250	207,432	0,41	0,83
1-46	2хТМ – 250	235,296	0,47	0,94
1-57	2хТМ – 400	381,84	0,48	0,95
1-73	2хТМ – 400	417,96	0,52	1,04
1-11	2хТМ – 250	141,384	0,28	0,57
1-13	2хТМ – 400	397,32	0,50	0,99
1-17	2хТМ – 400	372,552	0,47	0,93
1-19	2хТМ – 400	363,264	0,45	0,91
1-25	2хТМ - 250	304,44	0,61	1,22

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

Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
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

6. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА ИВАНОВКА 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.

Основная проблема ф 26, 16 и 10 ПС Ивановка заключается в том, что потребители, не имеют надёжного электроснабжения, так как в случае К/З на линии, все потребители отключаться, так как на это имеется следующий ряд причин. Первая проблема - это износ существующих линий, выполненных разным сечением, которую мы уже решили. Вторая задача – это кольцевые фидера, образованные фидера 26, 16 и 10, которые в теории должны дублировать друг друга, а на практике не могут в полной мере обеспечить требуемое законом электроснабжение потребителей.

Для решения данной проблемы необходимо предусмотреть дублирующее питание для этого рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети:

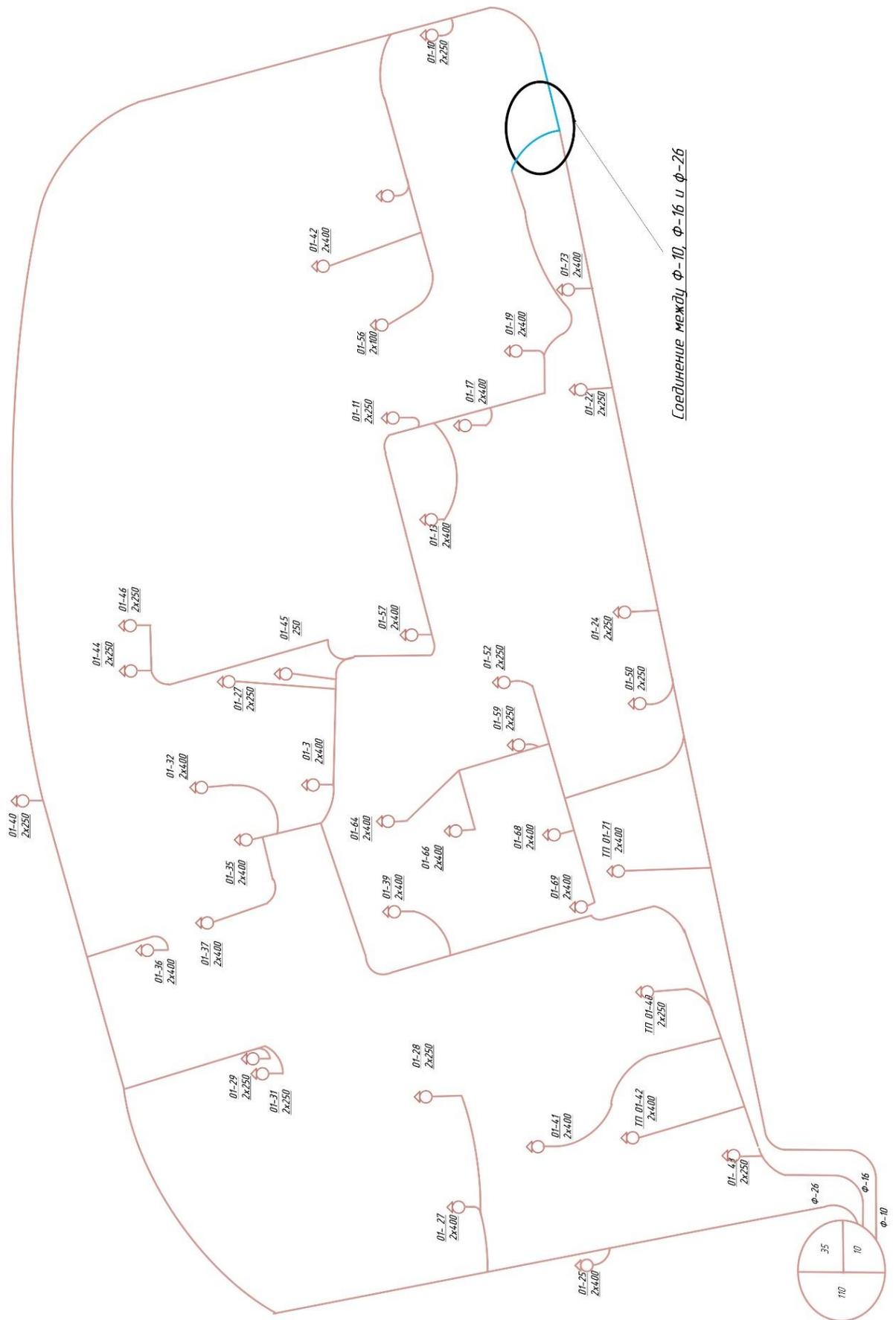


Рисунок 4– Первый вариант конфигурации сети

В первом варианте реконструкции электрической сети рассматривается применение петлевой схемы для питания всех потребителей села Ивановка. Наличие такой схемы позволяет в случае коротких замыканий на нескольких линиях оставлять в работе большую часть потребителей. Для этого дублирование потребителей будет обеспечено не только между ф- 16 и ф-10, но и ф-26, для этого и строится переемычка (обведено черным кружком).

Второй вариант реконструкции электрической сети предусматривает надежное электроснабжение потребителей. Для этого реконструкции подвергнется большая часть ф-16, за исключением части его примыкания к ф-10. Вместо этого будет обеспечена переемычка между всеми тремя фидерами ф-26, 10 и 16 в указанных зонах.

Как видно из вариантов, в связи с повышением надёжности схемы электроснабжения с. Ивановка были сделаны 2 кольца, связывающие фидера 26, 10, 16. Так как ток, в случае отказа одного из фидеров, будет проходить через ТП по одному из кабелей, то данный фидер должен выдержать нагрузку отключившейся ВЛ.

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

6.2 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ

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.

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.

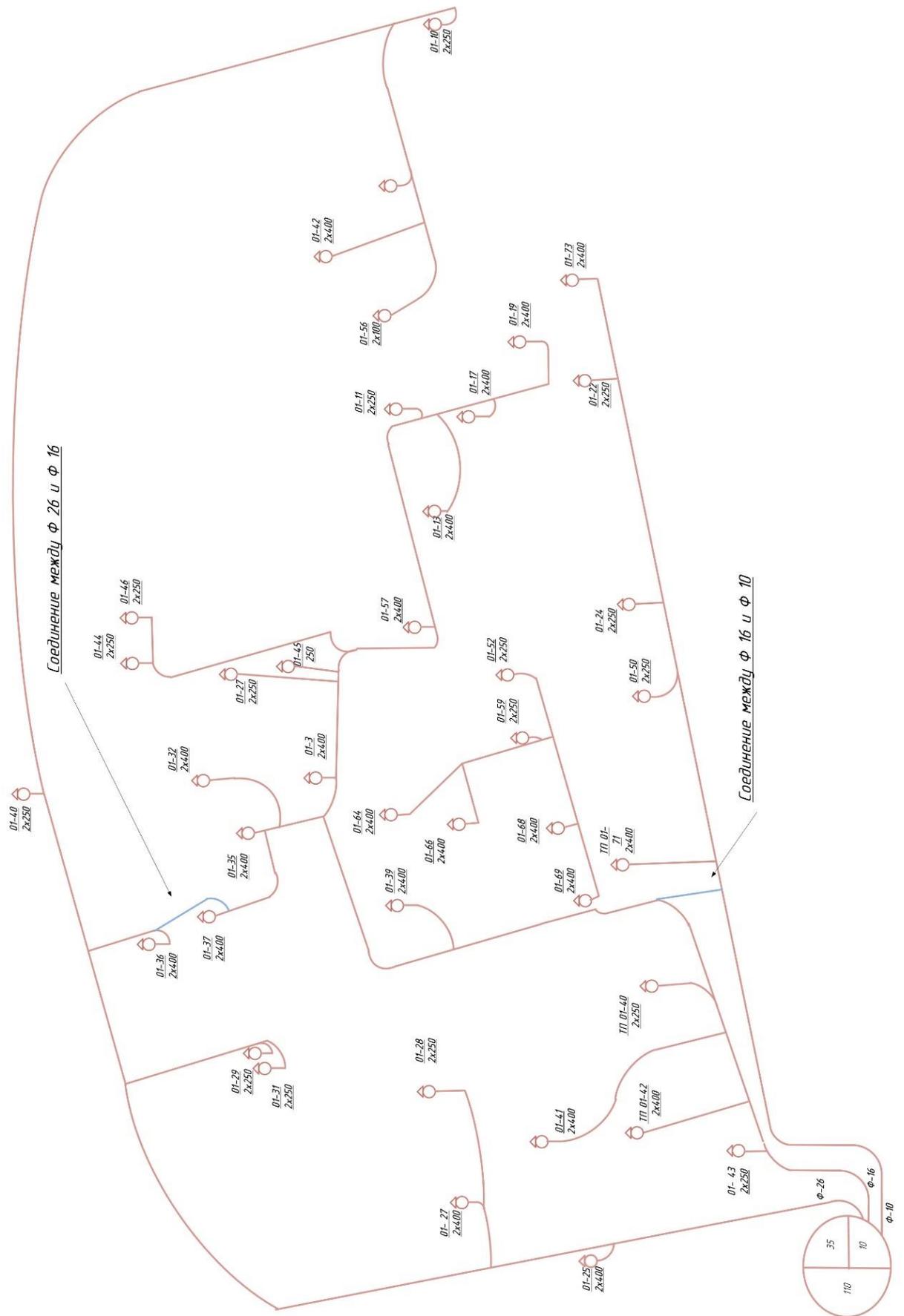


Рисунок 5 – Второй вариант конфигурации сети

Потери холостого хода — это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

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 № 1-25:

$$\Delta P_T = 2 \cdot 1,45 + \frac{1}{2} \cdot 5,5 \cdot (386 / 400)^2 = 5,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot 386^2}{100 \cdot 400} + \frac{1}{2} \frac{2,1 \cdot 400}{100} = 37,7 \text{ кВар}$$

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

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

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
1-25	379,6	84,0	388,8
1-27	375,6	60,1	380,4
1-28	158,1	31,7	161,2
1-29	208,4	63,3	217,8
1-31	214,5	51,3	220,5
1-36	391,6	80,7	399,9
1-40	238,6	58,3	245,6
1-41	244,6	52,5	250,2
1-42	158,6	31,2	161,7
1-56	20,2	64,2	67,3
1-10	170,2	45,0	176,0
1-22	158,1	55,2	167,4
1-24	177,2	33,2	180,3
1-50	145,0	38,4	150,0
1-52	153,0	59,2	164,1

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
1-59	137,9	44,8	145,0
1-64	366,6	66,4	372,5
1-66	375,6	63,2	380,9
1-68	387,6	50,9	391,0
1-69	299,3	67,2	306,7
1-71	366,6	61,7	371,7
1-27	410,5	46,9	413,2
1-3	142,7	90,9	169,2
1-32	390,6	82,4	399,2
1-35	366,6	60,1	371,5
1-37	357,2	41,9	359,6
1-38	300,8	92,4	314,6
1-39	226,6	67,3	236,3
1-40	414,3	55,8	418,0
1-41	370,8	82,4	379,8
1-42	375,6	63,4	380,9
1-43	276,3	36,3	278,7
1-44	430,3	59,5	434,4
1-45	366,4	50,0	369,8
1-46	185,6	64,9	196,6
1-57	430,6	68,0	435,9
1-73	366,7	69,7	373,3
1-11	185,0	21,5	186,2
1-13	191,6	82,0	208,5
1-17	206,6	61,7	215,6
1-19	233,5	76,2	245,6
1-25	375,9	47,6	378,9

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 первого варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 16.

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 реактивной мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

$$S_{p.ф.16} = S_{ТП27-25} = 6396 \text{ кВА} \quad (22)$$

$$I_p = \frac{6396}{10 \cdot \sqrt{3}} = 370 \text{ А}$$

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.

– на магистрали ВЛ принимаем сечение провода не менее 70 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 $I_{дл.доп} = 380 \text{ А}$.

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	Iдоп, А	Iр, А
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС	25	0,7	185	0,206	0,29	380	370
25	27	0,6	185	0,206	0,29	380	370
27	28	0,2	185	0,206	0,29	380	370
28	29	0,68	185	0,206	0,29	380	370
29	31	0,4	185	0,206	0,29	380	370
31	36	0,17	185	0,206	0,29	380	370
36	40	0,24	185	0,206	0,29	380	370
40	41	0,11	185	0,206	0,29	380	370
41	42	0,3	185	0,206	0,29	380	370
42	56	0,9	185	0,206	0,29	380	370
ПС	10	0,15	185	0,206	0,29	380	370
22	22	0,16	185	0,206	0,29	380	370
24	24	0,1	185	0,206	0,29	380	370
50	50	0,21	185	0,206	0,29	380	370
52	52	0,4	185	0,206	0,29	380	370
59	59	0,37	185	0,206	0,29	380	370
64	64	0,41	185	0,206	0,29	380	370
66	66	0,35	185	0,206	0,29	380	370
68	68	0,28	185	0,206	0,29	380	370
69	69	0,21	185	0,206	0,29	380	370
71	73	0,14	185	0,206	0,29	380	370
ПС	27	0,13	185	0,206	0,29	380	370
27	3	0,13	185	0,206	0,29	380	370

1	2	3	4	5	6	7	8
32	35	0,11	185	0,206	0,29	380	370
35	37	0,16	185	0,206	0,29	380	370
37	38	0,17	185	0,206	0,29	380	370
38	39	0,4	185	0,206	0,29	380	370
39	40	0,17	185	0,206	0,29	380	370
40	41	0,22	185	0,206	0,29	380	370
41	42	0,31	185	0,206	0,29	380	370
42	43	0,17	185	0,206	0,29	380	370
43	44	0,19	185	0,206	0,29	380	370
44	45	0,21	185	0,206	0,29	380	370
45	46	0,27	185	0,206	0,29	380	370
46	57	0,31	185	0,206	0,29	380	370
57	11	0,35	185	0,206	0,29	380	370
11	13	0,41	185	0,206	0,29	380	370
13	17	0,19	185	0,206	0,29	380	370
17	19	0,28	185	0,206	0,29	380	370

Таблица 16 - Длины и сечения вариантов реконструкции

Сечение, мм ²	l, км
1	2
1 Вариант	
185	11,26
2 Вариант	
185	11,47

6.4 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, отклонение напряжения не должно выходить за пределы в 5%.

Потеря напряжения на участке линии определяется по следующей формуле:

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

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 25 и 27 фидера 26:

$$\Delta U_{25-27} = \frac{\sqrt{3} \cdot 370 \cdot 0,6}{10 \cdot 10^3} \cdot (0,206 \cdot 0,98 + 0,29 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 1,64\% ,$$

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	25	0,7	9,8
25	27	0,6	1,6
27	28	0,2	7,3
28	29	0,68	9,0
29	31	0,4	5,1
31	36	0,17	5,7
36	40	0,24	7,7
40	41	0,11	3,4
41	42	0,3	9,0
42	56	0,9	8,4
ПС	10	0,15	5,5
22	22	0,16	2,2

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
24	24	0,1	3,6
50	50	0,21	9,8
52	52	0,4	7,3
59	59	0,37	8,9
64	64	0,41	4,4
66	66	0,35	4,6
68	68	0,28	3,8
69	69	0,21	7,6
71	73	0,14	5,4
ПС	27	0,13	3,4
27	3	0,13	3,4
32	35	0,11	9,0
35	37	0,16	5,1
37	38	0,17	5,7
38	39	0,4	7,7
39	40	0,17	3,4
40	41	0,22	9,0
41	42	0,31	8,4
42	43	0,17	5,5
43	44	0,19	2,2
44	45	0,21	4,4
45	46	0,27	4,6
46	57	0,31	3,8
57	11	0,35	7,6
11	13	0,41	5,4
13	17	0,19	3,4
17	19	0,28	3,4

Результаты расчетов потери напряжения в послеаварийном режиме при отказе линии между ТП 37 и 38.

Таблица 18 – Потери напряжения ВЛ 10 кВ

№ нач	№ кон	l, км	дU, %
1	2	3	4
ПС	25	0,7	9,9

Продолжение таблицы 18

1	2		4
25	27	0,6	1,8
27	28	0,2	7,7
28	29	0,68	9,6
29	31	0,4	5,4
31	36	0,17	6
36	40	0,24	8
40	41	0,11	3,7
41	42	0,3	9,3
42	56	0,9	8,7
ПС	10	0,15	5,8
22	22	0,16	2,5
24	24	0,1	3,9
50	50	0,21	10,1
52	52	0,4	7,6
59	59	0,37	9,2
64	64	0,41	4,7
66	66	0,35	4,9
68	68	0,28	4,1
69	69	0,21	7,9
71	73	0,14	5,7
ПС	27	0,13	3,7
27	3	0,13	3,7
32	35	0,11	9,3
35	37	0,16	5,4
37	38	0,17	-
38	39	0,4	7,9
39	40	0,17	3,6
40	41	0,22	9,2
41	42	0,31	8,8
42	43	0,17	5,7
43	44	0,19	2,5
44	45	0,21	4,9
45	46	0,27	4,9
46	57	0,31	4,1
57	11	0,35	7,8

1	2	3	4
11	13	0,41	5,6
13	17	0,19	3,6
17	19	0,28	3,8

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 Ивановского 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	k_0 , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИП, тыс.руб./км
1	2	3
185	129,492	47

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице

Таблица 20 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм ²	l, км	К, тыс. руб.
1	2	3
1 Вариант		
185	11,26	1987,2774
Всего:		1987,28
2 Вариант		
185	11,47	2024,3403
Всего:		2024,3403

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:

$$И_a = \frac{К}{T_{сл}} \quad (26)$$

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

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_э = a_э * К \quad (27)$$

где a_3 – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $a_3 = 0,85\%$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

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

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, средняя за год, $C_0 = 3500$ руб/МВт·ч,

ΔW – потери электроэнергии в сети.

Таблица 21 – Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
1	2	3
I_a , тыс. руб.	132,48516	134,95602
I_b , тыс. руб.	1689,1858	1720,689255
I_{dw} , тыс. руб.	1202,57	1202,57
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	3024,241	3058,215275

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

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E \cdot K + I \quad (29)$$

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

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$$Z_{ср.г1} = 3\,222 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{ср.г2} = 3\,260 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 1,1 %, поэтому выбираем первый вариант.

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 Ивановка;
- 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.

По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно ТП 25.

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

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

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

Определяем базисные токи:

$$I_{б110} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

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

$$X_c = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{кз}} \quad (31)$$

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

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л*} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (32)$$

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

L - длина линии, км (см. табл.3),;

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

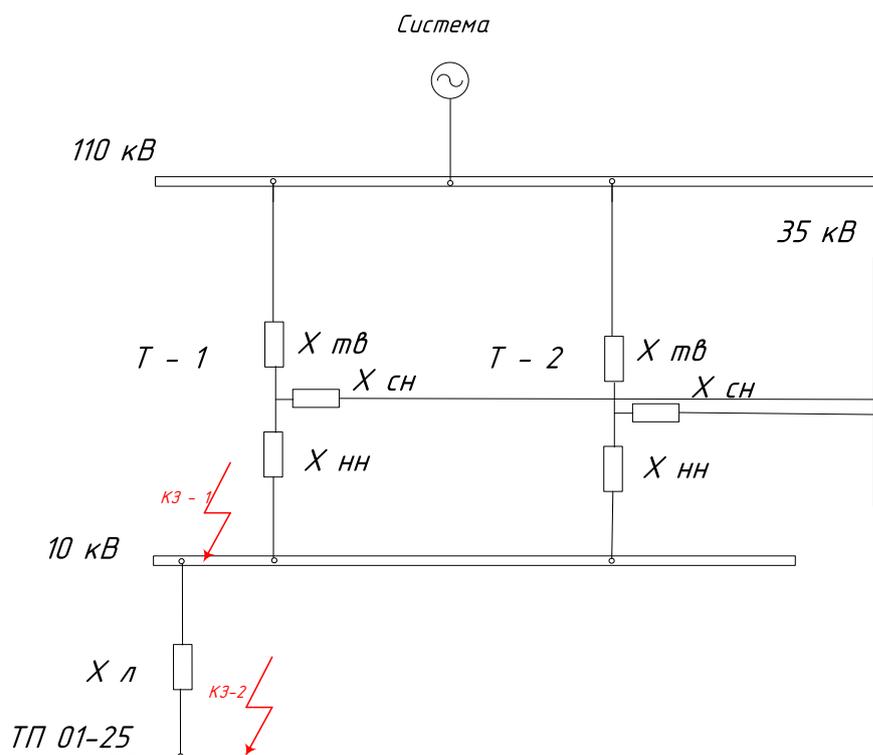


Рисунок 7 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ и одной из ТП

Сопротивления силового трансформатора:

$$X_T = 0,5 \cdot \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{S_0}{S_n}$$

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:

$$I_{поi}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_0, \text{ кА}, \quad (33)$$

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

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

Ударный ток i_y определяется как:

$$i_{yди} = \sqrt{2} I_{поi} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}} \right), \text{ кА}, \quad (34)$$

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.

Аperiodическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}$$

Сопротивление линий до ТП №25:

$$X_{\text{эл.ТП25}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,29 \cdot 0,7 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,18 \text{ о.е.}$$

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_Σ , о.е.
1	2	3
2	25	0,18
3	27	0,16
4	28	0,05
5	29	0,18
6	31	0,11
7	36	0,04
8	40	0,06
9	41	0,03
10	42	0,08
11	56	0,24
12	10	0,04

1	2	3
13	73	0,04
14	22	0,03
15	24	0,06
16	50	0,11
17	52	0,10
18	59	0,11
19	64	0,09
20	66	0,07
21	68	0,06
22	69	0,04
23	71	0,03
24	27	0,03
25	3	0,03
26	32	0,04
27	35	0,04
28	37	0,24
29	38	0,04
30	39	0,04
31	40	0,03
32	41	0,06
33	42	0,11
34	43	0,10
35	44	0,11
36	45	0,09
37	46	0,07
38	57	0,06
39	11	0,05

1	2	3
40	13	0,07
41	17	0,04
42	19	0,03
43	25	0,06

Сопротивление трансформатора на ПС Ивановка:

Два трансформатора типа ТДТН-16000/110/35/10

Напряжение короткого замыкания:

$U_{КВН-СН} = 10,5 \%$, $U_{КВН-НН} = 17,5 \%$, $U_{КСН-НН} = 6,5 \%$,

$$X_B = 0,005 \cdot (U_{КВН-НН} + U_{КВН-СН} - U_{КСН-НН}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 0,7 \text{ о.е.}$$

$$X_C = 0,005 \cdot (U_{КСН-НН} + U_{КВН-СН} - U_{КВН-НН}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_H = 0,005 \cdot (U_{КВН-НН} + U_{КВН-СН} - U_{КВН-НН}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 0,4 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки КЗ-1:

$$X_{T1,2} = X_B + X_H = 0,7 + 0,4 = 1,1 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} = 0,55 \text{ о.е.}$$

$$X_{кз1} = X_{c1} + X_1 = 0,55 + 0,09 = 0,64 \text{ о.е.} \quad (36)$$

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{1}{0,64} \cdot 5,5 = 8,6 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,6 \cdot (1 + e^{\frac{-0,01}{0,000284}}) = 12,03 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$I_a = \sqrt{2} \cdot I_{по} = \sqrt{2} \cdot 8,6 = 12,03 \text{ кА}$$

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

Таким образом время отключения равно [10]:

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

$$t_{откл} = 0,055 + 0,000284 = 0,0553 \text{ с}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$W_{к.расч.} = I_{ПО}^2 \cdot (\Delta t_{откл.выкл.} + T_a) \quad (38)$$

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

$$W_{к.расч.} = 8,6^2 \cdot (0,055 + 0,000284) = 4,08 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

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	$I_{по}, \text{ А}$	$i_{уд}, \text{ А}$	$i_a, \text{ А}$	$W_k, \text{ Ка}^2 \text{ с}$
1	2	3	4	5	6
1	ПС Ивановка 10 кВ	8,59	12,03	12,03	4,08
2	25	6,67	9,34	9,34	2,46
3	27	6,89	9,65	9,65	2,63
4	28	7,94	11,12	11,12	3,49
5	29	6,72	9,40	9,40	2,49
6	31	7,38	10,33	10,33	3,01

7	36	8,03	11,25	11,25	3,57
---	----	------	-------	-------	------

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4	5	6
8	40	7,82	10,95	10,95	3,38
9	41	8,22	11,51	11,51	3,74
10	42	7,65	10,71	10,71	3,24
11	56	6,27	8,78	8,78	2,18
12	10	8,09	11,33	11,33	3,62
13	73	8,06	11,29	11,29	3,59
14	22	8,25	11,56	11,56	3,77
15	24	7,91	11,08	11,08	3,46
16	50	7,38	10,33	10,33	3,01
17	52	7,46	10,44	10,44	3,08
18	59	7,35	10,30	10,30	2,99
319	64	7,51	10,52	10,52	3,12
20	66	7,71	10,79	10,79	3,28
21	68	7,91	11,08	11,08	3,46
22	69	8,13	11,38	11,38	3,65
23	71	8,16	11,42	11,42	3,68
24	27	8,16	11,42	11,42	3,68
25	3	8,22	11,51	11,51	3,74
26	32	8,06	11,29	11,29	3,59
27	35	8,03	11,25	11,25	3,57
28	37	6,27	8,78	8,78	2,18
29	38	8,09	11,33	11,33	3,62
30	39	8,06	11,29	11,29	3,59
31	40	8,25	11,56	11,56	3,77
32	41	7,91	11,08	11,08	3,46

33	42	7,38	10,33	10,33	3,01
----	----	------	-------	-------	------

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4	5	6
34	43	7,46	10,44	10,44	3,08
35	44	7,35	10,30	10,30	2,99
36	45	7,51	10,52	10,52	3,12
37	46	7,71	10,79	10,79	3,28
38	57	7,91	11,08	11,08	3,46
39	11	7,97	11,16	11,16	3,51
40	13	7,71	10,79	10,79	3,28
41	17	8,06	11,29	11,29	3,59
42	19	8,25	11,56	11,56	3,77
43	25	7,91	11,08	11,08	3,46
-	ПС Ивановка 110 кВ	5,58	7,9	7,9	1,72

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 25, мощностью 400 кВА, и в конце отходящей линии №1.

Схема замещения с точками короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 8.

Расчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определяем по формулам

$$x_T = \sqrt{(U_k)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_k}{S_{T.ном}} \right)^2 \frac{U_{HH.ном}^2}{S_{T.ном}} \cdot 10^4} ; \quad (39)$$

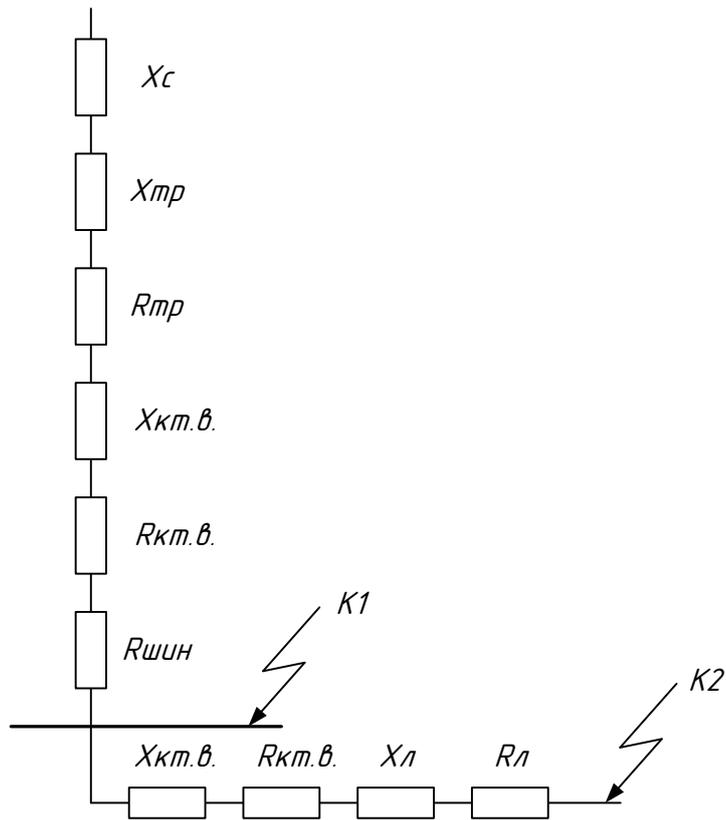


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

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

Сопротивление трансформаторов ТП25 равен:

$$x_T = \sqrt{(5,5)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot 7,6}{400}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{400} \cdot 10^4 = 4,4 \text{ мОм} ;$$

$$r_T = \frac{7,6 \cdot 0,4^2}{400^2} \cdot 10^6 = 7,6 \text{ мОм}$$

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{\text{срнн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}} \cdot U_{\text{срвн}}} \cdot 10^3 \quad (41)$$

$$X_c = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} \cdot 6,67 \cdot 10,5} \cdot 10^3 = 1,32 \text{ Ом}$$

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

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

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{к1} = r_{тр} + r_{шин} + r_{кв} + r_{конг} = 7,6 + 0,004 + 0,41 + 0,0024 = 8,02 \text{ мОм}$$

$$X_{к1} = X_c + X_{тр} + X_{кв} = 1,32 + 4,4 + 0,13 = 5,85 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

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

$$I_{П0К1max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{8,02^2 + 5,85^2}} = 23,3 \text{ кА}$$

$$I_{П0К1min} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{дуги})^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (43)$$

$$I_{П0К1min} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(8,02 + 15,85)^2 + 5,85^2}} = 6,16 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{удК1} = \sqrt{2} \cdot I_{П0К1max} \cdot k_{уд}, \quad (44)$$

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

$$I_{удК1} = \sqrt{2} \cdot 23,3 \cdot 1,56 = 50,87 \text{ кА}$$

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:

$$r_{0К1} = 3 \cdot r_{тр} + 3 \cdot r_{шин} + 3 \cdot r_{кв} + 3 \cdot r_{конт}, \quad (45)$$

$$r_{0К1} = 3 \cdot 7,6 + 3 \cdot 0,004 + 3 \cdot 0,41 + 3 \cdot 0,0024 = 24,05 \text{ Ом}$$

$$x_{0К1} = 2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{кв} + 3 \cdot x_{тр}, \quad (46)$$

$$x_{0К1} = 2 \cdot 1,32 + 3 \cdot 0,13 + 3 \cdot 4,4 = 16,23 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{П0К1max} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (47)$$

$$I_{П0К1max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{24,05^2 + 16,23^2}} = 8,03 \text{ кА}$$

$$I_{П0К1min} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{дуги})^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (48)$$

$$I_{П0К1min} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(24,05 + 15,85)^2 + 16,23^2}} = 1,3 \text{ кА}$$

$$I_{удК1}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{П0К1max}^1 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,03 \cdot 1,56 = 17,53 \text{ кА}$$

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	$I_{П0max}$, 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
25	23,29	6,16	50,87	8,03	1,28	17,53
27	22,84	5,71	50,42	7,58	0,83	17,08
28	18,95	14,95	26,71	7,65	6,65	10,89
29	6,75	2,75	9,63	1,95	1,85	2,91
31	17,65	13,65	24,89	10,25	8,15	14,53
36	22,84	5,71	50,42	7,58	0,83	17,08
40	16,75	12,75	23,63	1,95	1,85	2,91
41	17,65	13,65	24,89	10,25	8,15	14,53
42	22,84	5,71	50,42	7,58	0,83	17,08
56	14,95	10,95	21,11	7,65	6,65	10,89
10	16,75	12,75	23,63	1,95	1,85	2,91
73	16,75	12,75	23,63	1,95	1,85	2,91
22	17,55	13,55	24,75	13,55	9,65	19,15
24	17,15	13,15	24,19	1,95	1,85	2,91
50	18,57	14,57	26,33	7,27	6,27	10,51
52	15,57	11,57	22,13	1,57	1,47	2,53
59	17,87	13,87	25,35	7,27	6,27	10,51
64	22,46	5,33	50,04	7,20	0,45	16,70

1	2	3	4	5	6	7
66	22,46	5,33	50,04	7,20	0,45	16,70
68	22,46	5,33	50,04	7,20	0,45	16,70
69	22,46	5,33	50,04	7,20	0,45	16,70
71	22,46	5,33	50,04	7,20	0,45	16,70
27	22,46	5,33	50,04	7,20	0,45	16,70
3	14,57	10,57	20,73	7,27	6,27	10,51
32	16,37	12,37	23,25	1,57	1,47	2,53
35	16,37	12,37	23,25	1,57	1,47	2,53
37	17,17	13,17	24,37	13,17	9,27	18,77
38	16,77	12,77	23,81	1,57	1,47	2,53
39	18,57	14,57	26,33	7,27	6,27	10,51
40	15,57	11,57	22,13	1,57	1,47	2,53
41	22,46	5,33	50,04	7,20	0,45	16,70
42	14,57	10,57	20,73	7,27	6,27	10,51
43	16,37	12,37	23,25	1,57	1,47	2,53
44	16,37	12,37	23,25	1,57	1,47	2,53
45	22,56	5,43	50,14	7,30	0,55	16,80
46	14,67	10,67	20,83	7,37	6,37	10,61
57	16,47	12,47	23,35	1,67	1,57	2,63
11	16,47	12,47	23,35	1,67	1,57	2,63
13	17,27	13,27	24,47	13,27	9,37	18,87
17	16,87	12,87	23,91	1,67	1,57	2,63
19	18,67	14,67	26,43	7,37	6,37	10,61
25	15,67	11,67	22,23	1,67	1,57	2,63

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
1-25	1	3.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39
	2	2.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	3	4.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
1-27	1	3.41	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	2	2.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
	3	1.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
	4	3.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54
1-28	1	4.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85
	2	2.02	0.56	1.44	0.34	0.27	0.48
1-29	1	3.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
	2	2.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
1-31	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
1-36	1	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
	2	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
	3	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
1-40	1	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	2	1.03	0.56	1.45	0.34	0.27	0.49
1-41	1	2.25	1.26	3.19	0.76	0.60	1.07
	2	1.33	0.74	1.88	0.45	0.35	0.63
1-59	1	1.98	1.10	2.80	0.66	0.53	0.94
	2	8.27	5.02	12.70	2.88	2.39	4.36
1-64	1	5.89	3.42	8.53	2.02	1.63	2.90
	2	6.37	3.73	9.30	2.19	1.78	3.17
	3	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8
1-66	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
1-68	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
1-69	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
1-11	1	1.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
	2	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06
1-13	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
1-17	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
	3	4.21	2.41	6.02	1.43	1.15	2.03
	4	4.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
1-19	1	3.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
	2	5.34	1.31	3.32	0.79	0.62	1.11
	3	3.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39
	4	7.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
1-27	1	6.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
	2	14.08	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	3	12.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
	4	13.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
1-38	1	11.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54
	2	12.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85
	3	2.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	4	4.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
1-39	1	3.41	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	2	2.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
	3	1.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
	4	3.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8
1-42	1	4.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85
	2	2.02	0.56	1.44	0.34	0.27	0.48
	3	3.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
1-56	1	2.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
	2	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
1-10	1	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96
	2	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
	3	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
1-22	1	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
	2	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	3	1.03	0.56	1.45	0.34	0.27	0.49
	4	2.25	1.26	3.19	0.76	0.60	1.07
1-24	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
1-50	1	5.89	3.42	8.53	2.02	1.63	2.90
	2	6.37	3.73	9.30	2.19	1.78	3.17
	3	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06
1-52	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
1-71	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
	3	4.21	2.41	6.02	1.43	1.15	2.03
	4	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
1-73	1	1.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
	2	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06
	3	7.55	4.51	11.32	2.61	2.15	3.88
	4	3.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8
1-25	1	2.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	2	4.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
	3	3.41	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	4	2.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
1-32	1	1.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
	2	3.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54
	3	4.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85
	4	2.02	0.56	1.44	0.34	0.27	0.48
1-37	1	3.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
	2	2.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
	3	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
	4	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96
1-45	1	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
	2	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
	3	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
	4	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
1-3	1	3.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
	2	2.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
1-35	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
1-40	1	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
	2	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
1-41	1	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
	2	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	3	1.03	0.56	1.45	0.34	0.27	0.49
1-44	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
	3	5.39	3.15	7.84	1.84	1.50	2.66
	4	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

Так как трансформаторные подстанции для рассматриваемых фидеров выбирались новые, то и соответственно оборудование для них необходимо тоже выбрать новое.

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.

Указанный коммутационный аппарат, он же плавкий предохранитель, предназначен для следующего. Он, посредством, расплавления плавкой вставки, специальной части токоведущей, отключает защищаемую цепь. Расплавление происходит в результате действия тока, который обязательно должен превышать заданное значение. Возникающую при этом, возможную, электрическую дугу, он в последующем гасит [9].

ПК – это кварцевый предохранитель. Он устанавливается на стороне 10 кВ со стороны трансформаторов. Такие предохранители имеют целый ряд важных свойств: это токоограничивающая способность, из-за быстрого гашения электрической дуги, они так же долго не стареют и не требуют частой замены, из-за защиты от внешней среды герметичной трубкой и кварцевого песка. Так же стоит упомянуть ещё одну особенность их конструктивного исполнения.

Данная особенность предусматривает наличие сигнализации, которая так же исключает возникновение неполнофазного режима работы трансформатора. Данная особенность работает следующим образом: она даёт сигнал (команду) на отключение трёхфазного нагрузочного выключателя.

В данной выпускной квалификационной работе мы будем производить расчёт и использовать именно вышеуказанные предохранители.

Предохранители выбираются:

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

– току плавкой вставки:

$$I_{\text{НОМ.О}} > I_{\text{к.мах}}, \quad (49)$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{НОМ.О}} > I_{\text{к.мах}}, \quad (50)$$

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

Произведем выбор предохранителя на ТП 25

Номинальный ток трансформатора ТМ-400:

$$I_{\text{Т.НОМ}} = \frac{S_{\text{Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22,02 \text{ А}$$

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:

$$I_{\text{п.в}} \geq 2 \cdot I_{\text{Т.НОМ}}, \quad 80 \text{ А} \geq 44,04 \text{ А},$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{НОМ.О}} > I_{\text{к.мах}}, \quad 20 \text{ кА} > 8,59 \text{ кА}$$

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· $I_{т.ном}$, А	$I_{п0}$, кА
1	2	3	4	5	6
25	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	44,041	8,59
27	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	44,041	6,67
28	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,525	6,89
29	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,525	7,94
31	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,525	6,72
36	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	44,041	7,38
40	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,525	8,03
41	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,525	7,82
42	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	44,041	8,22
56	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	11,01	7,65
10	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,525	6,27
22	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,525	8,09
24	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,525	8,06
50	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,525	8,25
52	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,525	7,91
59	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	27,525	7,38
64	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	44,041	7,46
66	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	44,041	7,35
68	ПКТ-103-10-80-20-У3	80	20	44,041	7,51

1	2	3	4	5	6
69	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	7,71
71	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	7,91
73	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	8,13
27	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	27,525	8,16
32	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	8,22
35	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	8,06
37	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	8,03
38	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	6,27
39	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	8,09
40	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	27,525	8,06
41	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	8,25
42	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	7,91
43	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	27,525	7,38
44	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	27,525	7,46
45	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	27,525	7,35
46	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	27,525	7,51
57	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	7,71
11	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	27,525	7,91
13	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	7,97
17	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	7,71
19	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	44,041	8,06
25	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	27,525	8,25

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:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (51)$$

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
1-25	1	110	159	250	ПН-2 –250
	2	130	187,9	250	ПН-2 –250
	3	134	193,6	250	ПН-2 –250
1-27	1	90	130,1	250	ПН-2 –250
	2	80	115,6	250	ПН-2 –250
	3	103	148,8	250	ПН-2 –250
	4	97	140,2	250	ПН-2 –250
1-28	1	71	102,6	250	ПН-2 –250
	2	82	118,5	250	ПН-2 –250
1-29	1	97	140,2	250	ПН-2 –250
	2	106	153,2	250	ПН-2 –250
1-31	1	92	132,9	250	ПН-2 –250
	2	117	169,1	250	ПН-2 –250
1-36	1	106	153,2	250	ПН-2 –250
	2	107	154,6	250	ПН-2 –250
	3	173	250	400	ПН-2 –400
1-40	1	106	153,2	250	ПН-2 –250
	2	127	183,5	400	ПН-2 –400
1-41	1	67	96,8	100	ПН-2 –100
	2	87	125,7	250	ПН-2 –250
1-59	1	71	102,6	250	ПН-2 –250
	2	69	99,7	100	ПН-2 –100
1-64	1	56	80,9	100	ПН-2 –100
	2	68	98,3	100	ПН-2 –100
	3	41	59,2	100	ПН-2 –100

1	2	3	4	5	6
1-66	1	71	102,6	250	ПН-2 -250
	2	82	118,5	250	ПН-2 -250
1-68	1	91	131,5	250	ПН-2 -250
	2	81	117,1	250	ПН-2 -250
1-69	1	78	112,7	250	ПН-2 -250
	2	62	89,6	100	ПН-2 -100
1-11	1	67	96,8	100	ПН-2 -100
	2	81	117,1	250	ПН-2 -250
1-13	1	69	99,7	100	ПН-2 -100
	2	64	92,5	100	ПН-2 -100
1-17	1	84	121,4	250	ПН-2 -250
	2	92	132,9	250	ПН-2 -250
	3	112	161,8	250	ПН-2 -250
	4	73	105,5	250	ПН-2 -250
1-19	1	90	130,1	250	ПН-2 -250
	2	80	115,6	250	ПН-2 -250
	3	103	148,8	250	ПН-2 -250
	4	97	140,2	250	ПН-2 -250
1-27	1	72	104	250	ПН-2 -250
	2	98	141,6	250	ПН-2 -250
	3	104	150,3	250	ПН-2 -250
	4	108	156,1	250	ПН-2 -250
1-38	1	97	140,2	250	ПН-2 -250
	2	67	96,8	100	ПН-2 -100
	3	48	69,4	100	ПН-2 -100
	4	82	118,5	250	ПН-2 -250
1-39	1	84	121,4	250	ПН-2 -250
	2	92	132,9	250	ПН-2 -250
	3	112	161,8	250	ПН-2 -250
	4	73	105,5	250	ПН-2 -250

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6
1-42	1	143	206,6	250	ПН-2 –250
	2	134	193,6	250	ПН-2 –250
	3	128	185	250	ПН-2 –250
1-56	1	101	146	250	ПН-2 –250
	2	36	52	100	ПН-2 –100
1-10	1	143	206,6	250	ПН-2 –250
	2	128	185	250	ПН-2 –250
	3	114	164,7	250	ПН-2 –250
1-22	1	84	121,4	250	ПН-2 –250
	2	92	132,9	250	ПН-2 –250
	3	112	161,8	250	ПН-2 –250
	4	73	105,5	250	ПН-2 –250
1-24	1	134	193,6	250	ПН-2 –250
	2	121	174,9	250	ПН-2 –250
	3	97	140,2	250	ПН-2 –250
1-50	1	91	131,5	250	ПН-2 –250
	2	106	153,2	250	ПН-2 –250
	3	98	141,6	250	ПН-2 –250
1-52	1	107	154,6	250	ПН-2 –250
	2	114	164,7	250	ПН-2 –250
1-71	1	110	159	250	ПН-2 –250
	2	130	187,9	250	ПН-2 –250
	3	98	141,6	250	ПН-2 –250
	4	71	102,6	250	ПН-2 –250

1	2	3	4	5	6
1-73	1	81	117,1	250	ПН-2 –250
	2	94	135,8	250	ПН-2 –250
	3	117	169,1	250	ПН-2 –250
	4	73	105,5	250	ПН-2 –250
1-25	1	104	130,1	250	ПН-2 –250
	2	80	115,6	250	ПН-2 –250
	3	101	148,8	250	ПН-2 –250
	4	97	140,2	250	ПН-2 –250
1-32	1	87	125,7	250	ПН-2 –250
	2	91	131,5	250	ПН-2 –250
	3	27	39	100	ПН-2 –100
	4	66	95,4	100	ПН-2 –100
1-37	1	107	154,6	250	ПН-2 –250
	2	134	193,6	250	ПН-2 –250
	3	97	140,2	250	ПН-2 –250
	4	87	125,7	250	ПН-2 –250
1-45	1	84	121,4	250	ПН-2 –250
	2	92	132,9	250	ПН-2 –250
	3	112	161,8	250	ПН-2 –250
	4	73	105,5	250	ПН-2 –250
1-3	1	87	125,7	250	ПН-2 –250
	2	93	134,4	250	ПН-2 –250
1-35	1	104	150,3	250	ПН-2 –250
	2	82	118,5	250	ПН-2 –250
1-40	1	97	140,2	250	ПН-2 –250
	2	104	150,3	250	ПН-2 –250
1-41	1	87	125,7	250	ПН-2 –250
	2	93	134,4	250	ПН-2 –250
	3	48	69,4	100	ПН-2 –100
1-44	1	90	130,1	250	ПН-2 –250
	2	80	115,6	250	ПН-2 –250
	3	103	148,8	250	ПН-2 –250
	4	97	140,2	250	ПН-2 –250

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл. доп}} \cdot \quad (52)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ

$$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \cdot \quad (53)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{по}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \cdot \quad (54)$$

Для примера, проверим предохранитель на линии 3 ТП 36:

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

Длительно допустимый ток защищаемой линии $I_{\text{дл. доп}} = 250$ А.

Токи КЗ $I_{\text{по}} = 14,08$ кА

По согласованию с сечением проводника: $400 > 250$ А

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $40 > 22,84$

8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

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

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p \cdot \quad (55)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для примера на вводе в ТП 25 расчётный ток составляет 159 А, поэтому выбираем автомат ВА57-35-340010-250А, с током расцепителя 250 А.

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

Проверим АВ на линии 1:

ВА57-35-340010-250А

Его справочные данные:

$I_{\text{откл}} = 15$ кА, $I_{\text{расщ}} = 250$ А.

Таблица 28 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	№ линии	I, А	I _{ном. расц} , А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
1-25	1	159	250	ВА57-35-340010-250А
	2	187,9	250	ВА57-35-340010-250А
	3	193,6	250	ВА57-35-340010-250А
1-27	1	130,1	250	ВА57-35-340010-250А
	2	115,6	250	ВА57-35-340010-250А
	3	148,8	250	ВА57-35-340010-250А
	4	140,2	250	ВА57-35-340010-250А
1-28	1	102,6	250	ВА57-35-340010-250А
	2	118,5	250	ВА57-35-340010-250А
1-29	1	140,2	250	ВА57-35-340010-250А
	2	153,2	250	ВА57-35-340010-250А
1-31	1	132,9	250	ВА57-35-340010-250А
	2	169,1	250	ВА57-35-340010-250А
1-36	1	153,2	250	ВА57-35-340010-250А
	2	154,6	250	ВА57-35-340010-250А
	3	250	400	ВА 57-39-400
1-40	1	153,2	250	ВА57-35-340010-250А
	2	183,5	400	ВА 57-39-400
1-41	1	96,8	100	ВА57-35-341210-100А
	2	125,7	250	ВА57-35-340010-250А
1-59	1	102,6	250	ВА57-35-340010-250А
	2	99,7	100	ВА57-35-341210-100А
1-64	1	80,9	100	ВА57-35-341210-100А
	2	98,3	100	ВА57-35-341210-100А
	3	59,2	100	ВА57-35-341210-100А
1-66	1	102,6	250	ВА57-35-340010-250А
	2	118,5	250	ВА57-35-340010-250А
1-68	1	131,5	250	ВА57-35-340010-250А
	2	117,1	250	ВА57-35-340010-250А
1-69	1	112,7	250	ВА57-35-340010-250А
	2	89,6	100	ВА57-35-341210-100А
1-11	1	96,8	100	ВА57-35-341210-100А
	2	117,1	250	ВА57-35-340010-250А
1-13	1	99,7	100	ВА57-35-341210-100А
	2	92,5	100	ВА57-35-341210-100А
1-17	1	121,4	250	ВА57-35-340010-250А
	2	132,9	250	ВА57-35-340010-250А
	3	161,8	250	ВА57-35-340010-250А
	4	105,5	250	ВА57-35-340010-250А

1	2	3	4	5
1-19	1	130,1	250	BA57-35-340010-250A
	2	115,6	250	BA57-35-340010-250A
	3	148,8	250	BA57-35-340010-250A
	4	140,2	250	BA57-35-340010-250A
1-27	1	104	250	BA57-35-340010-250A
	2	141,6	250	BA57-35-340010-250A
	3	150,3	250	BA57-35-340010-250A
	4	156,1	250	BA57-35-340010-250A
1-38	1	140,2	250	BA57-35-340010-250A
	2	96,8	100	BA57-35-341210-100A
	3	69,4	100	BA57-35-341210-100A
	4	118,5	250	BA57-35-340010-250A
1-39	1	121,4	250	BA57-35-340010-250A
	2	132,9	250	BA57-35-340010-250A
	3	161,8	250	BA57-35-340010-250A
	4	105,5	250	BA57-35-340010-250A
1-42	1	206,6	250	BA57-35-340010-250A
	2	193,6	250	BA57-35-340010-250A
	3	185	250	BA57-35-340010-250A
1-56	1	146	250	BA57-35-340010-250A
	2	52	100	BA57-35-341210-100A
1-10	1	206,6	250	BA57-35-340010-250A
	2	185	250	BA57-35-340010-250A
	3	164,7	250	BA57-35-340010-250A

1	2	3	4	5
1-22	1	121,4	250	BA57-35-340010-250A
	2	132,9	250	BA57-35-340010-250A
	3	161,8	250	BA57-35-340010-250A
	4	105,5	250	BA57-35-340010-250A
1-24	1	193,6	250	BA57-35-340010-250A
	2	174,9	250	BA57-35-340010-250A
	3	140,2	250	BA57-35-340010-250A
1-50	1	131,5	250	BA57-35-340010-250A
	2	153,2	250	BA57-35-340010-250A
	3	141,6	250	BA57-35-340010-250A
1-52	1	154,6	250	BA57-35-340010-250A
	2	164,7	250	BA57-35-340010-250A
1-71	1	159	250	BA57-35-340010-250A
	2	187,9	250	BA57-35-340010-250A
	3	141,6	250	BA57-35-340010-250A
	4	102,6	250	BA57-35-340010-250A
1-73	1	117,1	250	BA57-35-340010-250A
	2	135,8	250	BA57-35-340010-250A
	3	169,1	250	BA57-35-340010-250A
	4	105,5	250	BA57-35-340010-250A
1-25	1	130,1	250	BA57-35-340010-250A
	2	115,6	250	BA57-35-340010-250A
	3	148,8	250	BA57-35-340010-250A
	4	140,2	250	BA57-35-340010-250A

1	2	3	4	5
1-32	1	125,7	250	BA57-35-340010-250A
	2	131,5	250	BA57-35-340010-250A
	3	39	100	BA57-35-341210-100A
	4	95,4	100	BA57-35-341210-100A
1-37	1	154,6	250	BA57-35-340010-250A
	2	193,6	250	BA57-35-340010-250A
	3	140,2	250	BA57-35-340010-250A
	4	125,7	250	BA57-35-340010-250A
1-45	1	121,4	250	BA57-35-340010-250A
	2	132,9	250	BA57-35-340010-250A
	3	161,8	250	BA57-35-340010-250A
	4	105,5	250	BA57-35-340010-250A
1-3	1	125,7	250	BA57-35-340010-250A
	2	134,4	250	BA57-35-340010-250A
1-35	1	150,3	250	BA57-35-340010-250A
	2	118,5	250	BA57-35-340010-250A
1-40	1	140,2	250	BA57-35-340010-250A
	2	150,3	250	BA57-35-340010-250A
1-41	1	125,7	250	BA57-35-340010-250A
	2	134,4	250	BA57-35-340010-250A
	3	69,4	100	BA57-35-341210-100A
1-44	1	130,1	250	BA57-35-340010-250A
	2	115,6	250	BA57-35-340010-250A
	3	148,8	250	BA57-35-340010-250A
	4	140,2	250	BA57-35-340010-250A

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $15 > 8,59$ кА

Проверим уставку по времени срабатывания на выбранном автоматическом выключателе для отходящего фидера на ТП 25.

Для потребителя:

$t=0$ сек

Для автоматического выключателя:

$T_{ав}=t+0.25$ сек

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА ПС 110/35/10 КВ ИВАНОВКА

В связи с тем, что для реконструкции системы электроснабжения села Ивановка были выбраны Ф-16, 26 и 10 ПС 35/10 кВ Ивановка, то выбор и проверка электрооборудования проводилась именно для них.

Выключатели на стороне 110 кВ ПС Ивановка, выбираем в связи с тем, что на данный момент на стороне 110 кВ ПС Ивановка, установлены баковые выключатели МКП-110. По этой причине произведём выбор и проверку выключателей на стороне 110 кВ.

Остальное оборудование (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ОПН и разъединители) выбираем по такому же принципу.

9.1 Выбор выключателей 10 кВ

Произведем выбор выключателя на ПС Ивановка как головной защитный аппарат для данных линий 10 кВ питающих выбранный для расчета участок.

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:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (56)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (57)$$

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

Для множества аппаратов должно выполняться важное условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (58)$$

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

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (59)$$

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

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

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

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}; \quad (60)$$

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-СЭЦ-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	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_{p\max} = 370$ А	$I_p \leq I_H$

1	2	3
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,59 \text{ кА}$	$I_{пг} \leq I_{отклном}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B = 4,08 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,03 \text{ А}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,03 \text{ А}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,03 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

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].

При выборе выключателя по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (61)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (62)$$

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

По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{вкл}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (63)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (64)$$

где $t_{отк}$ – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов ($t_{отк} = \tau$).

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

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}; \quad (65)$$

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

Принимаем $\beta_n = 40$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток.

Принимаем $I_{откл} = 40$ кА.

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ – 110 – 40/3150 УХЛ1.

Выключатели серии ВГТ 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].

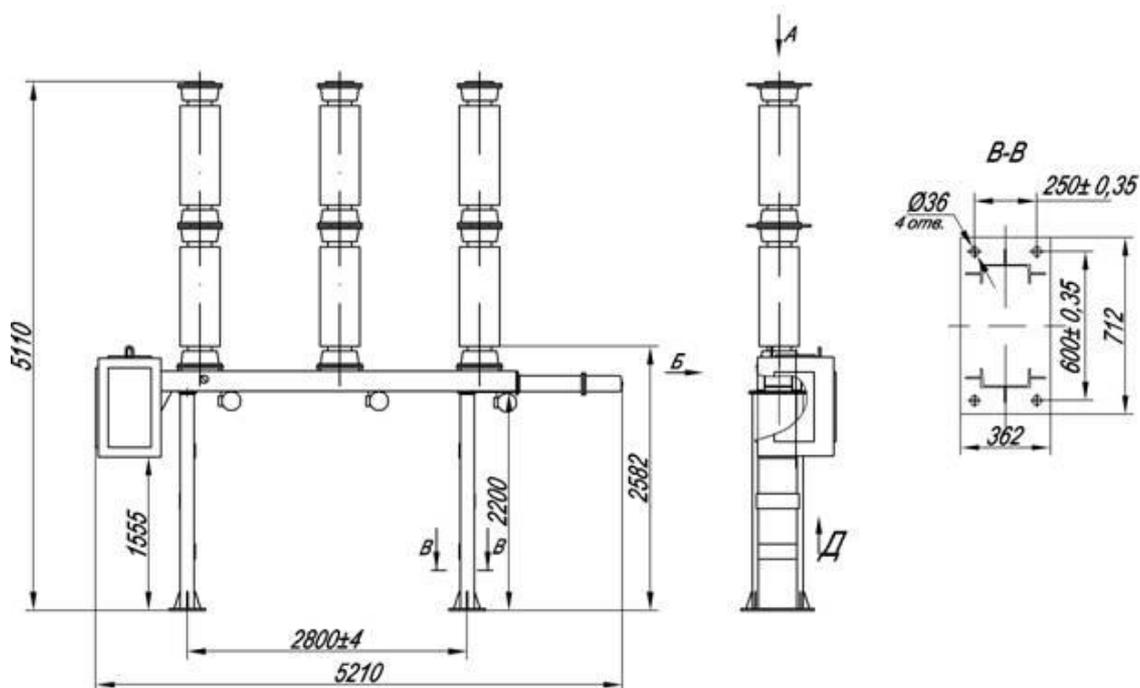


Рисунок 9 - Внешний вид выключателя ВГТ – 110

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\max} = 382 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,58 \text{ кА}$	$I_{пг} \leq I_{отклном}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k = 1,72 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,9 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,9 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 22,63 \text{ кА}$	$I_a = 7,9 \text{ кА}$	$I_{at} \leq i_{аном}$

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
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{P\max} = 382 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,9 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 2986 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1,72 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

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:

$$Z_H = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_K, \text{ Ом} \quad (66)$$

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:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_H^2}, \text{ Ом}, \quad (67)$$

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:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \text{ Ом}, \quad (68)$$

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 110 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
Счетчик АЭ	Меркурий 230	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ				
ИТОГО		14,4	6,8	14,4

Необходимо так же учитывать, что одно из основных требований для счётчиков электрической энергии это то, что он должен иметь класс точности не хуже 0,5S (обязательно при новом строительстве энергообъектов).

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

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

Для установки выбираем ТОГМ – 110-IV- УХЛ1

Таблица 33 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 382 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,9 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1,72 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$Z_{2ном} = \frac{S_{нагр}}{I_2^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2Нрасч} = 1,242 \text{ Ом}$	$Z_{2Нрасч} \leq Z_{2ном}$
0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 3; 10	0,5S	$0,5S_P \leq 0,5S_H$

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.

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (69)$$

$$S_p = \sqrt{43,28^2 + 4,4^2} = 43,5 \text{ ВА}$$

Таблица 34 - Измерительные приборы и приборы учета

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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	2,4	2	0,38	0,925	4	1,82	4,4
Счетчик РЭ								
Сумма							43,28	4,4

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
1	2	3	4
НТМИ - 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 10 кВ.

Для повышения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{н.р.}$) выше наибольшего значения рабочего напряжения (фазного) сети в точке его установки ($U_{нс}$) по условию:

$$U_{н.р.} \geq 1,05 \cdot U_{нс};$$

$$U_{н.р.} \geq 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ} \quad (70)$$

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее наибольшего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{эkv} = U_{к} \cdot \left(\frac{T_{к}}{10}\right)^m = U_{к} \cdot \left(\frac{10}{10}\right)^{0,02} = 10,5 \text{ кВ}$$

где $U_{к}$ - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{к}$ - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{эkv}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять $m = 0,02$.

Окончательный выбор ОПН заключается в нахождении энергии поглощаемой ограничителем:

$$W_{rk} = 2 \cdot U_{эк} \cdot (U_n - U_{эк}) \cdot \frac{Tв}{Z} = 2 \cdot 24,2 \cdot (27,6 - 24,2) \cdot \frac{20,6}{300} = 11,3 \quad (71)$$

где W - поглощенная ОПН энергия;

$U_{эк}$ - защитный уровень ОПН при коммутационном импульсе

U_n - амплитуда перенапряжения

Z - волновое сопротивление линии;

$Tв$ - время распространения волны вдоль линии, равное длине линии, деленной на скорость распространения волны;

Выбирается ОПН марки ОПН-РТ\TeI-10 с классом напряжения 10 кВ.

По найденной энергии, поглощаемой ОПН, рассчитывается удельная энергоемкость, кДж/кВ:

$$W_{уд} = \frac{W}{U_{пр}} = \frac{11,3}{10,5} = 1,08 \quad (72)$$

По ее найденному значению в соответствии с табл. 5.3 [25] определяется класс пропускной способности, который равен 1.

10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

10.1 Выбор и проверка заземления на подстанции Ивановка

Заземляющее устройство подстанции 110/35/10 кВ Ивановка 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 – суглинок, 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 100 Ом*м, 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:

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5) \quad (73)$$

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

где A – ширина территории ОРУ, м;

B – длина территории ОРУ, м.

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

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_K^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (74)$$

где I_K - ток короткого замыкания шин 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;

$$I_K = 3 \cdot I_K^{(3)} \quad (75)$$

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

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

$$S_{пр.в} \geq F_{т.с.}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{кор.} = \pi \cdot S_{ср.} \cdot (D_r + S_{ср.}) \quad (76)$$

$$S_{ср.} = a_k \cdot \ln^3 T + a_k \cdot \ln^2 T + a_k \cdot \ln T + a_k \quad (77)$$

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

a_k, b_k, c_k, a_k – коэффициенты, зависящие от грунта, $a_k = 0.005$, $b_k = 0.0031$, $c_k = 0.041$, $a_k = 0.243$.

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

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

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{m.c.} + q_{кор.} < q_{m.n.},$$

$$95,9+4,42=100,3<154 \quad (78)$$

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

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C}, \text{ Ом}, \quad (79)$$

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):

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2\pi \cdot L_B} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (80)$$

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:

$$R_{\text{экв}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}} \cdot \text{Ом} \cdot \text{м} \quad (81)$$

где $\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление грунта, для этой 100 Ом·м;

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

$$\rho_{\text{экв}} = 1,2 \cdot 100 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_0 = \frac{120}{2\pi \cdot 3} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0.014} \right) + 0.5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3.3 + 5}{4 \cdot 3.3 - 5} \right) \right) = 16 \text{ Ом}$$

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

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n} \quad (82)$$

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

Необходимо найти у горизонта

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:

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{\text{экв.}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t}, \quad \text{Ом}, \quad (83)$$

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.

$$P_{\text{экв}} = K_c \cdot P_{\text{уд}}, \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (84)$$

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

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

$$P_{\text{экв}} = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 402} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 402 \cdot 402}{0,04 \cdot 0,8} \right) = 2,4 \text{ Ом}$$

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

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_H}{R_{\Gamma} - R_H} \text{ Ом} \quad (85)$$

$$R_B = \frac{2,4 \cdot 0,812}{2,4 - 0,812} = 1,23 \text{ Ом}$$

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:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B} \quad (86)$$

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

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_b = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (87)$$

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:

$$L_r = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 26 \cdot 6 + 18 \cdot 8 \cdot 6 = 2598 \text{ м}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 25 \cdot 6 \cdot 8 \cdot 6 = 7200 \text{ м}^2 \quad (88)$$

Средняя длина полос:

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

Среднее количество полос:

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

Окончательно к установке принимаем 9 полос по 112 метра и 19 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:

$$R_{ОРУ} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{\eta \cdot (n_B \cdot R_\Gamma + n_{CP} \cdot R_B)}, \quad (89)$$

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

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

Определим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ}, \quad (90)$$

где α_u - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (91)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{7344}}{(150 + 320) \cdot (460 + 45)}} = 0,73$$

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ} = 0,73 \cdot 0,06 = 0,042 \text{ Ом}$$

$$0,042 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

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

10.2 Проверка молниезащиты подстанции

По данным параметров ячейки определим размеры ОРУ-110:

размеры ОРУ: ширина – $C = 48$ м;
 длина – $B = 153$ 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 $L = 37$ м

Расстояние между порталами L_1

Высота защищаемого объекта $h_X = 11,35$ м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{\text{эф}}=0.85 \cdot h=16,29 \quad (92)$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0=(1.1-0.002 \cdot h) \cdot h=20,352 \text{ м} \quad (93)$$

$$h < L \leq 2h$$

$$19,17 < 37 \leq 38,34$$

$$r_{C0} = r_0 = 20,352 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX}=h_{\text{эф}}-(0,17+0,0003 \cdot h) \cdot (L-h), \text{ м} \quad (94)$$

$$h_{1CX}=16,294-(0,17+0,0003 \cdot 19,17) \cdot (37-19,17)=14,918 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1CX} = r_{C0} \cdot \frac{h_{1CX}-h_X}{h_{1CX}} \text{ м} \quad (95)$$

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

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{эф}}}\right) = 20,352 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{16,294}\right) = 9,176 \text{ м}$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	$L, \text{ м}$	$h_{\text{эф}}, \text{ М}$	$r_0, \text{ М}$	$r_x, \text{ М}$	$h_{\text{сх}}, \text{ М}$	$r_{\text{сх}}, \text{ М}$
1	2	3	4	5	6	8
1 и 2	27	16,294	20,352	9,176	14,9	4,9
2 и 3	18				16,5	6,4
3 и 4	9				18,1	7,6
1 и 5	27				14,9	4,9
5 и 6	27				14,9	4,9
6 и 7	34				13,7	3,5
7 и 8	28				14,7	4,6
8 и 9	25				15,3	5,2
9 и 4	25				15,3	5,2
2 и 10	28				14,7	4,6

Вывод: при высоте молниеотвода в 19,7 метра обеспечивается надежная защита подстанции как на высоте шинных, так и на высоте линейных порталов

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита предназначена для того, чтобы обеспечить быстрое, с рассчитанной и заданной степенью быстродействия, отключение элемента или сети, поврежденной в результате КЗ или иных внешних воздействий.

Требования, которые предъявляются к релейной защите следующие:

- надёжное отключение любого вида повреждения
- обеспечение высокой чувствительности к повреждениям, селективность и сигнализация.

11.1 Защита линии 10 кВ от ПС 110/35/10 кВ Ивановка

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.

REF 542 plus это устройство защиты фидеров, причём, малогабаритное.

Так же в его функционал, входит не только защита, но и измерение, управление, а также контроль для систем распределение электроэнергии.

Такой терминал может использоваться для защиты фидера, трансформатора и двигателя или только для управления распределительным устройством. Терминал имеет широчайший набор функций защиты и управления, легко настраиваемых для намеченного применения.

Универсальность терминала REF 542plus позволяет использовать его с любым коммутационным оборудованием подстанции с воздушной или газовой изоляцией

Произведем расчет защит линий для Ф-26, 10 и 16 ПС Ивановка

Рассчитаем максимальную токовую защиту

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{с/з}}{k_v} \cdot I_{раб}; \quad (96)$$

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

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

Максимальный ток нагрузки: $I_{раб} = 140$ А;

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 140 = 162,1 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле находится по формуле:

$$I_{c.p} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{K_{cx}}{n_{TT}} \right) \quad (97)$$

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

n_{TT} – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = 162,1 * \left(\frac{\sqrt{3}}{\frac{300}{5}} \right) = 4,7$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_u = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (98)$$

где $I_{\dot{e}_c}^{(2)}$ – минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$K_u = \frac{1100}{162,1} = 6,8$$

$$6,8 \geq 1,5$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (99)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

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

Δt – степень селективности.

Степень 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:

$$I_{с.з.} = k_H \cdot I_{k \max}^3 \quad (100)$$

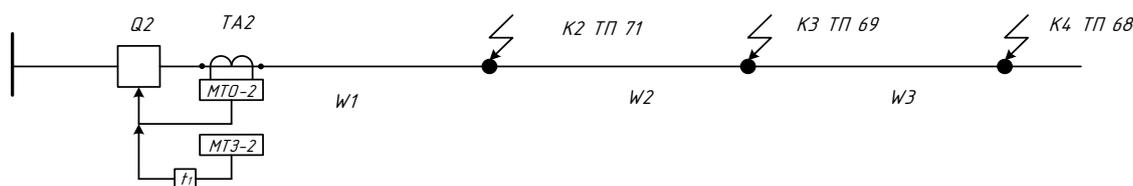


Рисунок 10 – Расчетная схема для выбора уставки МТО

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

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

Ток срабатывания реле находится по выражению:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТА}} \cdot K_{сх} \quad (101)$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = 1,6 \cdot 8,59 = 13,74 \text{ А}$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{13,74}{60} \cdot \sqrt{3} = 396 \text{ А}$$

Расчет уставок релейной защиты в остальных петлях производится аналогично.

Результаты расчета сводим в таблицу 39.

Таблица 37 – Результаты расчета защиты линий

Номер линии	МТЗ			МТО	
	Ис.з., А	Ис.р., А	k_{Σ}	Ис.з., кА	Ис.р., А
1	2	3	4	5	6
Ф-26	162	4,7	6,8	13,7	396
Ф-16	217	6,26	5,07	12,9	373
Ф-10	428	12,3	2,58	13,2	382

11.2 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ

В случае возникновения аварийных ситуаций, трансформаторы, как и линии, требуют защиты от коротких замыканий, а также от различных перенапряжённостей.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВ·А (включительно) можно отнести следующие:

- 1) однофазные короткие замыкания между витками одной фазы;
- 2) однофазные короткие замыкания на землю;
- 3) междуфазные короткие замыкания в обмотках;
- 4) междуфазные короткие замыкания на вводах;
- 5) внутренние повреждения («пожар в стали» магнитопровода).

Расчет защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку плавких вставок предохранителей.

Плавкие предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока (номинального тока плавкой вставки). Одним из основных достоинств предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать цепь при коротком замыкании, а так же ограничивать ток в цепи при КЗ (ПК). Именно по этому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

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

11.3 Изоляция

Опоры железобетонные, применяются для подвески проводов ВЛИ 0,4 кВ ВЛЗ 10 кВ. Крепятся указанные провода без изоляторов, а вот применение ВЛИ 10 кВ рассмотрим более подробно. Изоляторы любых типов будут применяться на опорах промежуточных. На опорах типа анкерного будут применены изоляторы подвесные. Изоляторы штыревого типа допускается применить в населённой местности [19].

В настоящей бакалаврской работе мы будем рассматривать изоляторы штыревого типа и з полимерного материала. Данные изоляторы выбираются следующим образом. В зависимости от номинального напряжения и степени загрязнения в состояниях загрязнённом и увлажненном. В зависимости от номинального напряжения и вида опор (например, железобетонные), выбирается соответствующая эффективная удельная длина пути тока утечки.

Важный показатель, коим является степень загрязнения, это показатель показывающий, во сколько раз снижается электрическая прочность электроустановок, в зависимости от загрязнённости атмосферы. Ивановский район классифицирует себя как район, имеющий первую степень загрязнения, так как территория не попадает в зону влияние источников промышленных и природных загрязнений.

К первой степени загрязнения относится эффективная удельная длина пути тока утечки равная 114 мм, поэтому для данного показателя выбираем изолятор штыревой из полимерного материала типа ШПУ-6 УХЛ1.

Для выбранного изолятора длина пути тока утечки равна 280 мм, что соответствует необходимому требованию.

Немаловажным фактом является возможность подвеса проводов на напряжение 10 и 1 кВ, но только в случае соблюдения условий:

1) ВЛ до 1 кВ должны выполняться по расчетным условиям ВЛ высшего напряжения;

2) провода ВЛИ 10 кВ должны располагаться выше проводов ВЛИ 0,4 кВ, причем расстояние между ближайшими проводами ВЛ разных напряжений на опоре, а также в середине пролета при температуре окружающего воздуха плюс 15°С без ветра должно быть не менее 2 м;

3) расстояние по вертикали между ближайшими проводами ВЛИ 10 кВ и проводами ВЛИ на общей опоре и в пролете при температуре плюс 15°С без ветра должно быть не менее 0,4 м для ВЛИ;

4) Для изоляторов типа подвесные и штыревые. Крепление для проводов напряжением 10 кВ, должно выполняться усиленное.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий на ПС «Ивановка», 110/35/10 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].

12.1 Безопасность

12.1.1 Безопасность работников при строительстве линий электропередач

Весь персонал, участвующий в строительных, монтажных и наладочных работах по сооружению кабельных и высоковольтных линий электропередачи, должен пользоваться защитными касками.

К самостоятельным верхолазным работам допускаются рабочие и специалисты не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными, имеющие стаж верхолазных работ не менее одного года и тарифный разряд не ниже III.

Работники, впервые допускаемые к верхолазным работам, в течение одного года должны работать под непосредственным надзором опытных рабочих, назначенных приказом руководителя организации.

Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по безопасности и схемам присоединений под руководством работников действующей электроустановки, о чем должна быть произведена соответствующая запись в журнале учета инструктажей.

Персоналу необходимо знать, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Электромонтажные работы в действующих электроустановках энергопредприятий (электростанциях, котельных, подстанциях и др.) должны

выполняться после снятия напряжения со всех токоведущих частей, находящихся в зоне производства работ, отсоединения их от действующей части электроустановки (разрезанием шлейфов, снятием перемычек и др.) и заземления.

Зона работ, выделенная для строительной-монтажной организации, должна быть выгорожена сплошным или сетчатым ограждением, препятствующим проникновению электромонтажного персонала в действующую часть электроустановки.

Согласно п. 1.3.16. [1] на ВЛ при допуске бригады допускающий должен установить по одному заземлению на участке работы каждой бригады.

К работе по установке (снятию) заземления может быть привлечен в качестве члена бригады работник из персонала строительной-монтажных организаций с группой по электробезопасности не ниже III.

К работам в охранной зоне линий электропередачи, находящихся под напряжением, допускающий из персонала эксплуатационного предприятия должен допустить лично каждую бригаду строительной-монтажной организации.

Если линия электропередачи отключена и заземлена, то допускающему разрешается допускать ответственного руководителя строительной-монтажной организации, который затем должен сам допускать своих работников.

12.1.2 Безопасность работников при испытаниях

В соответствии с п. 2.1. Испытания электрооборудования должны производиться с соблюдением требований правил техники безопасности [26].

Измерение изоляционных характеристик электрооборудования под рабочим напряжением разрешается осуществлять при условии использования устройств, обеспечивающих безопасность работ и защиту нормально заземляемого низкопотенциального вывода контролируемого объекта от появления на нем опасного напряжения при нарушении связи с землей.

Производитель работ, занятый испытаниями электрооборудования, а также работники, проводящие испытания единолично с использованием стационарных испытательных установок, должны пройти месячную стажировку под контролем опытного работника.

При несчастном случае работник обязан оказать первую помощь пострадавшему до прибытия медицинского персонала.

При несчастном случае с самим работником, в зависимости от тяжести травмы, он обращается за медицинской помощью в здравпункт или сам себе оказывает первую помощь (самопомощь). О каждом несчастном случае или аварии пострадавший, или очевидец обязан немедленно известить своего непосредственного руководителя.

12.1.3 Безопасность работников при вводе в эксплуатацию ТП

К работам на трансформаторных подстанциях и в распределительных пунктах предъявляются повышенные требования в безопасности труда. Еще до назначения на самостоятельную работу электромонтеру необходимо пройти обучение безопасным методам труда, вводный инструктаж по безопасности труда, первичный инструктаж на рабочем месте, первичную проверку знаний ПТБ, ПТЭ, правил пожарной безопасности и инструкций в объеме необходимом для данной профессии, дублирование в течении нескольких смен под руководством опытного наставника. И только после прохождения всех ступеней подготовки электромонтер может приступить к самостоятельной работе.

В процессе работы электромонтер по обслуживанию трансформаторных подстанций и распределительных пунктов должен проходить повторные инструктажи (не реже 1 раза в месяц), специальную подготовку (не реже 1 раза в месяц), контрольную противоаварийную тренировку (не реже 1 раза в 3 месяца), контрольную противопожарную тренировку (не реже 1 раза в полгода), периодическую проверку знаний ПТБ, ПТЭ, правил пожарной безопасности и инструкций (1 раз в год), а также медицинский осмотр - 1 раз в 2 года.

Большое значение придается экипировке. Это специальная одежда и обувь, защитная каска, противогаз, защитная маска или очки, а в случае необходимости - предохранительный монтерский пояс.

Инструмент с изолирующими рукоятками в процессе эксплуатации подвергается периодическим электрическим испытаниям. Защитные средства должны быть испытаны и иметь штамп с указанием срока годности. Электромонтеру необходимо помнить, что от исправности приборов и инструментов, спецодежды и приспособлений зависит его жизнь.

Мастерская участка - это постоянное рабочее место электромонтера. Здесь нужно соблюдать порядок, всему должно быть свое место. Перед началом работы необходимо убрать лишние предметы, отрегулировать местное освещение так, чтобы рабочая зона была достаточно освещена, но, при этом, свет не слепил глаза.

Основная работа, которая проводится на трансформаторной подстанции КТП - это планово-предупредительные ремонты, периодические и внеочередные осмотры. Большинство работ по профилактическому обслуживанию и ремонту трансформаторных подстанций и распределительных пунктов осуществляется с отключением электрооборудования.

Эти работы требуют тщательной подготовки рабочего места, при которой должны быть выполнены организационные и технические мероприятия, направленные на безопасное выполнение работ. Для этого мастер оформляет наряд с назначением ответственных лиц за безопасное выполнение работ. В зависимости от группы по электробезопасности, опыта, опыта электроустановки и сложности схемы электромонтер может быть назначен в качестве допускающего, производителя работ или члена бригады.

Допускающий или производитель работ получив от мастера наряд или устное распоряжение знаками бригаду с содержанием работы, в зависимости от которой подбираются необходимые спецодежда, защитные средства,

инструменты, приспособления и материалы. Подготовив все необходимое, бригада отправляется к месту проведения работ.

По прибытию на место бригада получает разрешение на подготовку рабочего места и на допуск от дежурного. Разрешение на подготовку рабочего места и на допуск оформляется в наряде. Подготовку рабочего места производит допускающий совместно с производителем работ.

Для подготовки рабочего места при работе требующей снятия напряжения необходимо произвести указанные в наряде переключения в электроустановке. В электроустановках с каждой стороны откуда может быть подано напряжение на рабочее место должен быть видимы разрыв, образуемый отсоединением шин и проводов, отключением коммутационных аппаратов, снятием предохранителей. Все отключения здесь выполняют в диэлектрических перчатках.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении, но если обстоятельства не позволяют сделать это, то необходимо воспользоваться изолирующими клещами, штангой с применением перчаток и защитных очков. После того, как коммутационная аппаратура отключена необходимо принять меры, препятствующие ее самопроизвольному включению, т. е. выключатели нагрузки, ручные приводы в отключенном состоянии запираются на замок.

В электроустановках напряжением более 1000 В использовать указатель напряжения необходимо в диэлектрических перчатках. В электроустановках свыше 1000 В проверять отсутствие напряжения разрешается одному работнику из дежурного или оперативно-дежурного персонала с 4 группой по электробезопасности, а в электроустановках до 1000 В с 3 группой. Здесь для проверки отсутствия напряжения можно использовать двухполюсный указатель фазного и линейного напряжения.

Электроустановка заземляется путем включения заземляющих ножей или установкой переносных заземлений. Их сначала присоединяют к

заземляющему устройству, а затем, после проверки отсутствия напряжения, устанавливают на токоведущие части.

В электроустановках свыше 1000 В заземления устанавливаются двумя работниками - одним с 4 группой по электробезопасности из числа оперативного персонала, другим с 3 группой по электробезопасности. Применение диэлектрических перчаток и изолирующей штанги обязательно! Зажимы переносных заземлений следует закреплять при помощи штанги или непосредственно руками в диэлектрических перчатках.

На подготовленных рабочих местах вывешиваются плакаты "Работать здесь". Оставшиеся под напряжением токоведущие части ограждаются и вывешиваются плакаты "Стой. Напряжение".

12.1.4 Безопасность работников при реконструкции сети

К опасным зонам с постоянным присутствием опасных производственных факторов в строительном производстве, отражаемым в организационно-технологической документации на строительное производство, относятся:

- 1) места на расстоянии ближе 2 м от незаземленных токоведущих частей электроустановок;
- 2) места на расстоянии ближе 2 м от неогражденных (отсутствие защитных ограждений) перепадов по высоте 1,8 м и более либо при высоте защитных ограждений менее 1,1 м.

К опасным зонам с возможным воздействием опасных производственных факторов относятся:

- 1) участки территории строящегося здания (сооружения);
- 2) этажи (ярусы) зданий и сооружений, над которыми происходит монтаж (демонтаж) конструкций или оборудования;
- 3) зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов;
- 4) места, над которыми происходит перемещение грузов кранами.

На границах зон с постоянным присутствием опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон с возможным воздействием опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

При обнаружении нарушений требований охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности - прекратить работы и информировать непосредственного руководителя (производителя работ).

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников непосредственные руководители (производители работ) обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

При проведении строительного производства на обособленном участке принятие мер по обеспечению безопасности и охраны труда работников и организации противопожарных мероприятий возлагается на лицо, осуществляющее строительные работы.

12.2 Экологичность

12.2.1 Влияние ПС на атмосферу

В результате хозяйственной деятельности человека в атмосфере появляется большое количество загрязняющих веществ. Все загрязняющие вещества можно условно разделить на две категории по их воздействию [12]:

- 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 SF₆ 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 маслonaполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ, реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил – обладает рядом уникальных физических и химических свойств: исключительными теплофизическими и электроизоляционными характеристиками, термостойкостью, инертностью по отношению к кислотам и щелочам, огнестойкостью, хорошей растворимостью в жирах, маслах и органических растворителях, высокой со вместительностью со смолами, пластичностью, стойкость к коррозии, отличной адгезионной способностью. [25]

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

12.2.2 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.

12.2.3 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 «Ивановка» стоят два трансформатора ТДТН-16000/110/35/10. Габариты трансформатора: длина $A=5,85$ м; ширина $B=3,79$ м; высота $H=5,025$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 14,6$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

В соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 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. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрооборудования не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе более 2 до 10 т; 1,5 м при массе более 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньшим на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее 2 м.

Для трансформаторов (реакторов) мощностью до 10 МВ·А допускается выполнение маслоприемников без отвода масла. При этом маслоприемники должны выполняться заглубленными, рассчитанными на полный объем масла, содержащегося в установленном над ними оборудовании, и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан толщиной не менее 0,25 м слой чистого гравия или промытого гранитного щебня 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.

$$V_{\text{TM}} = \frac{m}{\rho} = \frac{14,6}{0,85} = 17,2 \text{ м}^3 \quad (102)$$

Зная объем, который занимает масло, а также длина $A=5,85$ м; ширина $B=3,79$ м; высота $H=5,025$ м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник:

$$S_{\text{МП}} = (A+2 \cdot \Delta) \cdot (B+2 \cdot \Delta) = (5,85+2 \cdot 1,5) \cdot (3,79+2 \cdot 1,5) = 60,09 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (A+B) \cdot H, \text{ м}^2, \quad (103)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (5,85+3,79) \cdot 5,025 = 96,882 \text{ м}^2;$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}), \text{ м}^3, \quad (104)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2$ л/с · м²;

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = (60,09 + 96,882) \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot 0,8 = 45208,4 \text{ л} = 45,2 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{\text{МП}} = V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{TM}} = \text{м}^3 \quad (105)$$

$$V_{\text{МСБ(ТМ+H}_2\text{O)}} = 17,2 + 45,2 = 62,4 \text{ м}^3 \text{ м}^3$$

Высота маслоприёмника, необходимая для размещения трансформаторного масла и средств пожаротушения будет равна:

$$h_{\text{МП}} = \frac{V_{\text{МП}}}{S_{\text{МП}}} = \frac{62,4}{60,09} = 1,04 \text{ м}$$

Высота маслоприёмника равна:

$$H_{\text{МП}} = h_{\text{МП}} + h_{\text{Г}} + h_{\text{В}} = 1,04 + 0,25 + 0,05 = 1,34 \text{ м}$$

где $h_{мп}$ – толщина слоя трансформаторного масла и воды, м;

h_g – толщина слоя гравия, м;

h_v – толщина воздушного промежутка, м.

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь 60,09 м²; объём масла – 17,2 м³; объём маслоприёмника 62,4 м³, глубина маслоприёмника 1,34 м.

Конструкция маслоприемника приведена на рисунке 14

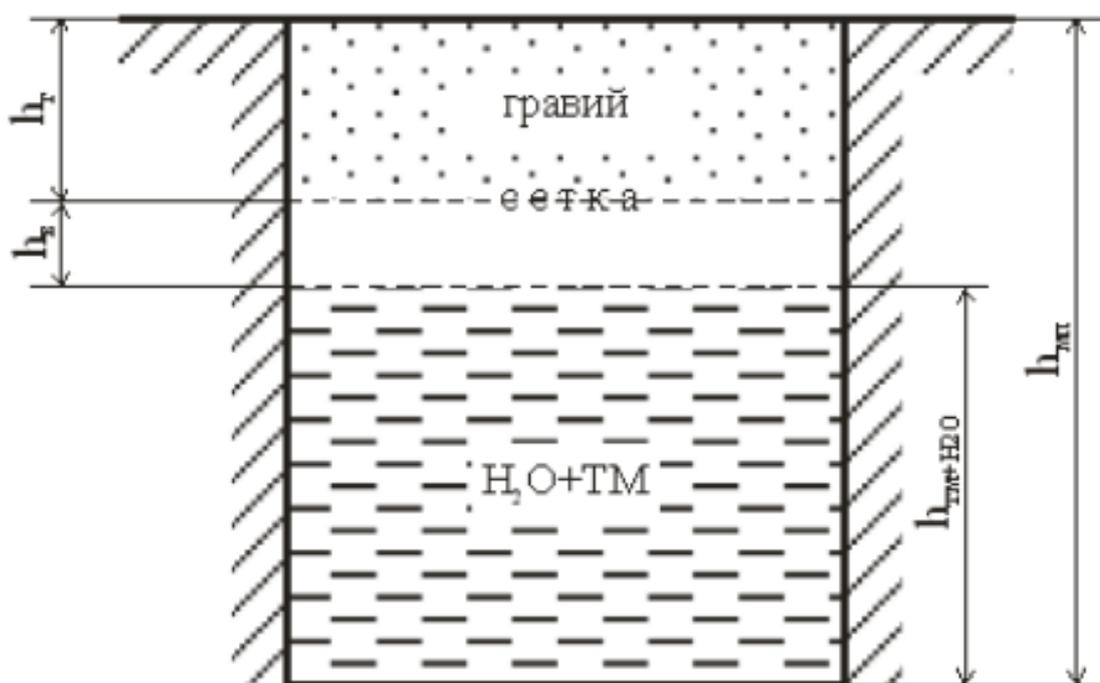


Рисунок 11 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды (эскиз)

12.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 110/35/10 кВ «Ивановка» находится в 97 метрах от границы жилого дома, поэтому перед установкой трансформатора ТДТН-16000/110/35/10 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно - гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Таблица 38 - Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории	Уровень звуковой мощности, дБА
1	2	3	4	5	6
2	трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха	16	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым зданиям, домам отдыха, домам-интернатам для престарелых и инвалидов, пансионатам	88

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА (ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля):

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (106)$$

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

$$L_{PA \Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{PAi}} \quad (107)$$

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

$$ДУ_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10\lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (108)$$

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - ДУ_{LA})}}{2 * \pi}} \quad (109)$$

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 16$ МВ·А, $U_{НОМ} = 110$ кВ, трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности $L_{WA} = 88$ дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \log(2 \cdot 10^{0,1 \cdot 88}) = 91 \text{ дБА}$$

Согласно табл. 1 п. 6.3 СП 51.13330.2011 «Территория, непосредственно прилегающая к жилым зданиям, домам отдыха, домам-интернатам для престарелых и инвалидов» составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (91-45)}}{2 * \pi}} = 79,7 \text{ м}$$

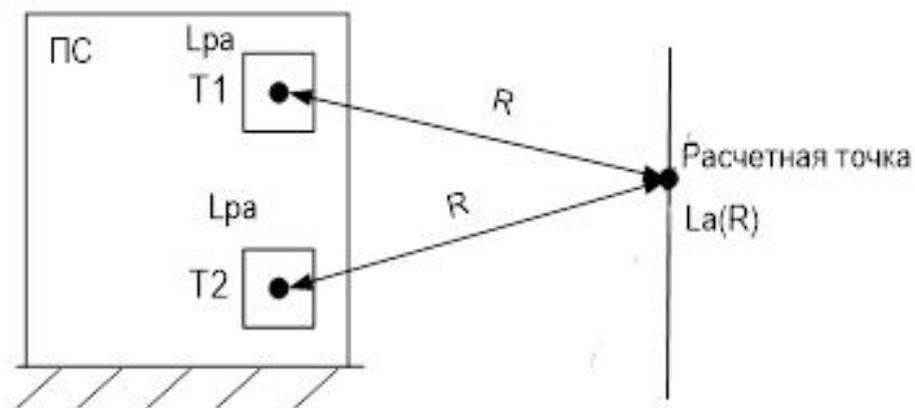


Рисунок 12 - Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 110/35/10 кВ «Ивановка» находится на удалении более 97 метров от близлежащей постройки, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

12.3 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.

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

Автомобильные дороги, являющиеся также и пожарными проездами, должны быть предусмотрены к следующим зданиям, сооружениям и электроустановкам: Т (АТ), ШР (УШР), асинхронизированный компенсатор (далее - АСК), зданию мастерской (аппаратной) маслохозяйства и резервуарам масла, ОПУ, релейного щита (далее - РЩ), ЗРУ, вдоль рядов выключателей ОРУ напряжением 110 кВ и выше, вдоль БСК, СКРМ, материально-

техническому складу, насосным, резервуарам воды для тушения пожара.

Каждый объект защиты должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности.

Целью создания системы обеспечения пожарной безопасности объекта защиты является предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защита имущества при пожаре.

Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты включает в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Здания и сооружения должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения лицами, уполномоченными владеть, пользоваться или распоряжаться зданиями и сооружениями.

Номенклатура, количество и места размещения первичных средств пожаротушения устанавливаются в зависимости от вида горючего материала, объемно-планировочных решений здания, сооружения, параметров окружающей среды и мест размещения обслуживающего персонала.

Здания и сооружения, а также территории организаций и населенных пунктов должны иметь источники противопожарного водоснабжения для тушения пожаров.

В качестве источников противопожарного водоснабжения могут использоваться централизованные и (или) нецентрализованные системы водоснабжения, водные объекты, а также пожарные резервуары.

На территории ОРУ следует своевременно скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории ОРУ и прилегающих к ограждению подстанции площадках.

На территории ОРУ не должно быть древесно-кустарниковой растительности.

На подстанциях в ОПУ или ЗРУ должно быть определено необходимое количество и место хранения защитных средств для пожарных подразделений

при ликвидации пожара. Применение этих средств для других целей не допускается. Места хранения защитных средств для пожарных подразделений для ликвидации пожара должны быть обозначены. Необходимое количество защитных средств для пожарных подразделений определяется исходя из общего количества пожарных расчетов в составе ближайшей территориальной пожарной части, в зоне выезда которой находится подстанция, и указывается в текстовой части ОКДПП.

На территории подстанций в местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления, в соответствии с утвержденным планом пожаротушения или оперативной карточкой действий персонала при пожаре.

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.

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

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

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 негоряемыми 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 маслосборнике. В местах расположения маслосборников должны быть установлены указатели с обозначением их объема в кубических метрах. Результаты проверок маслосборников 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.

12.3.2. 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.

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав пожарных подразделений и персонал организации обязан выполнить следующие требования:

- работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при задымлении - в средствах индивидуальной защиты органов дыхания.

- находиться на безопасном расстоянии до электроустановок. в) заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

Токоведущие части электроустановок, находящиеся под напряжением, отключаются (обесточиваются) и заземляются при пожаре работниками, эксплуатирующими электроустановку из числа оперативного или оперативно-ремонтного персонала, имеющими соответствующую квалификацию и допуск к работе, самостоятельно или по указанию руководителя тушения пожара.

Электрические сети и установки под напряжением выше 0,38 кВ отключают работники эксплуатирующей организации с выдачей письменного разрешения (допуска) к тушению пожара. Пожарные автомобили и пожарные стволы должны быть заземлены при подаче пены или воды на тушение электроустановки личным составом пожарных подразделений, участвующим в тушении пожара.

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.

Электроустановки зданий и сооружений должны соответствовать классу пожаровзрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси. Для обеспечения бесперебойного энергоснабжения систем противопожарной защиты, установленных в зданиях класса функциональной пожарной опасности Ф1.1 с круглосуточным пребыванием людей, должны предусматриваться автономные резервные источники электроснабжения.

Кабельные линии и электропроводка систем противопожарной защиты, средств обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего противопожарного водопровода, лифтов для транспортировки подразделений пожарной охраны в зданиях и сооружениях должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их функций.

Распределительные щиты должны иметь защиту, исключающую распространение горения за пределы щита из слаботочного отсека в силовой и наоборот.

12.3.3. 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 реконструкция системы электроснабжения сетей 10 кВ с центром питания подстанция 110 кВ Ивановка.

Поставленные цели и задачи были выполнены в полном объёме.

На основании произведённого расчёта электрических нагрузок потребителей, относящихся к фидерам 16, 26 и 10, были выявлены мощности в соответствии с которыми был произведён выбор электрооборудования с учётом климатического исполнения. Так же произведено тщательное проектирование распределительной сети 10/ 0,4 кВ с учётом всех нюансов различных категорий потребителей. С учётом спроектированной схемы были рассчитаны токи короткого замыкания и осуществлена соответствующая проверка выбранного электрооборудования.

Выбранное электрооборудование было в обязательном порядке проверено на динамическую и термическую стойкость.

Так же произведён расчёт МТЗ и МТО.

На конструкциях ОРУ 110 кВ были установлены молниеотводы, которые обеспечивают защиту ПС от прямых ударов молний.

В специальном разделе «БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ» рассмотрены наиболее важные разделы электробезопасности и пожарной безопасности на ПС. Произведены расчёты маслоприёмника для существующих силовых трансформаторах, установленных на ПС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ»
2. ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
3. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.
4. Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.
5. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.
6. Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)
7. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.
8. 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 .
9. Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов/ Г.В. Судаков, Т.А. Галушко – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 151 с.
10. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 - 2019 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/969/969720c9a2385a8e0a7c9f75ddc94358.pdf>. – 25.05.14.

11. Тарасов, А. И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А. И. Тарасов, Д. Е. Румянцев – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002. – 144 с.
12. Григорьев Л.Н., Буренина Т.И. Химия окружающей среды (атмосфера, литосфера): Учебное пособие. Часть 1. СПб.ГТУ РП. С.Пб., 2000.71 с.: ил.7. ISBN5-230-14289-8.
13. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.
14. 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.
15. Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с.
16. 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.
17. Приказ Минтруда России от 11.12.2020 N 883н "Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте" (Зарегистрировано в Минюсте России 24.12.2020 N 61787)
18. Полихлорбифенилы: проблемы загрязнения окружающей среды и технологические методы обезжиривания. Л.Н. Занавескин, В.А. Авериянов
19. "РД 34.45-51.300-97. Объем и Нормы испытаний электрооборудования" (утв. РАО "ЕЭС России" 08.05.1997)
20. Свод правил Естественное и искусственное освещение, СП 52.13330.2016 введены 08.05.2017, Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

21. Свод правил строительство в сейсмических районах СП 14.13330.2011.
22. Строительные нормы и правила нагрузки и воздействия СП 20.13330.2010.
23. Строительные нормы и правила Строительство в сейсмических районах СП 14.13330.2010.
24. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2005. – 320 с.
25. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с.
26. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ -6 и ПУЭ -7. – Новосибирск: Сиб. уни в. изд-во , 2009. – 853 с.
27. 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.
28. 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.
29. ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.
30. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
31. ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

32. 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.

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