

**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 внешнего электроснабжения села Войково  
Константиновского района Амурской области

Исполнитель  
студент группы 742-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

П.Д. Базуев

Руководитель  
профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасно-  
сти и экологичности  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_

г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Базуева Павла Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция системы внешнего электроснабжения села Войково Константиновского района  
Амурской области

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе ГОСТы, ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, ЕСКД, научная и учебно-методическая литература

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Введение; 1. Характеристика объекта проектирования; 2. Обоснование темы дипломного проекта; 3. Разработка электрических сетей 0,38 кВ; 4. Потери напряжения в сетях 0,38 кВ; 5. Расчет токов короткого замыкания; 6. Выбор защитной аппаратуры и оборудования ТП; 7. Электробезопасность; 8. Экономическое обоснование проекта; Заключение.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п)

1. План – схема проектируемого объекта до реконструкции

2. План – схема проектируемого объекта после реконструкции

3. Однолинейная схема ТП

4. Схема монтажа угловой промежуточной одноцепной опоры

5. Графики нагрузок

6. Электробезопасность

7. Экономические показатели проекта

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 89 стр., 10 рисунков, 17 таблиц, 23 источников, 6 листов графического материала.

ПОТРЕБИТЕЛЬСКАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ, НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ, ЭКВИВАЛЕНТНАЯ МОЩНОСТЬ, ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ, ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ, РАЗЪЕДИНИТЕЛИ.

Цель работы – разработать проект электроснабжения населённого пункта. Проект включает в себя: характеристику объекта проектирования, обоснование темы дипломного проекта, расчёт электрических нагрузок на вводе каждого потребителя, определение электрических нагрузок по участкам линий 0,38 кВ, выбор количества и места расположения потребительских ТП, разработку схемы электрических сетей 0,38 кВ, расчёт нагрузки сети, выбор мощности трансформаторов на ТП, электробезопасность и экономическую часть.

В дипломной работе произведен расчет электроснабжения села Войково, Константиновского района. По исходным данным составлена схема 0,4 кВ для села, выбрана схема электроснабжения. Выбор сечения проводов и кабелей осуществлен по условию нагрева, выбранное сечение проверено по допустимой потере напряжения и на соответствие току защитного аппарата.

Выбрана коммутационная и защитная аппаратура. При выборе мощности трансформаторов подстанции, определена мощность компенсирующих устройств, обеспечивающая выбор оптимальной мощности трансформаторов.

Также произведена работа по обеспечению электробезопасности при работах по реконструкции и проведено экономическое исследование рентабельности данных мероприятий.

Работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2016, для промежуточных расчетов использовалась программа Microsoft Excel 2010, Mathcad 15. Графическая часть выполнена в редакторе Microsoft Visio 2010.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика объекта проектирования	10
2 Обоснование темы дипломного проекта	13
3 Разработка электрических сетей 0,38 кВ	15
3.1 Определение количества и места расположения ТП – 10/0,4 кВ	15
3.2 Расчёт полной мощности участков сети 0,38 кВ	20
3.3 Выбор мощности трансформатора на ТП – 10/0,4 кВ	28
3.4 Расчёт сечения проводов сети 0,38 кВ	30
4 Потери напряжения в сетях 0,38 кВ	37
5 Расчет токов короткого замыкания	40
6 Выбор защитной аппаратуры и оборудования ТП	49
6.1 Выбор защитной аппаратуры в сетях 0,38 кВ	49
6.2 Выбор автоматических выключателей	49
6.3 Выбор предохранителей по стороне 10 кВ	52
7 Электробезопасность	54
7.1 Средства индивидуальной защиты	54
7.2 Расчет защитного заземления	55
7.3 Грозозащита	63
7.4 Определение мест повторных заземлителей	64
8 Экономическое обоснование проекта	65
8.1 Основная цель раздела	65
8.2 Расчет затрат на реконструкцию системы электроснабжения	65
8.3 Жизненный цикл проекта	68
8.4 Определение текущих эксплуатационных затрат	68
8.5 Расчет окупаемости проекта	70
9 Безопасность и экологичность	74
9.1 Безопасность	74
9.2 Экологичность	80
9.3 Чрезвычайные ситуации	86

Заключение	90
Список литературы	91

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

МТП – Мачтовая трансформаторная подстанция;

НН – низкое напряжение;

РУ – распределительное устройство;

СИП – самонесущий изолированный провод;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция.

## ВВЕДЕНИЕ

В данном дипломном проекте была спроектирована схема электроснабжения села Войково. Произведен расчет электрических нагрузок и расчет наибольших токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Также была произведена проверка каждого аппарата при различных режимах работы. Рассмотрен расчет релейной защиты, а также приведены правила пожарной безопасности на трансформаторных подстанциях.

В последние годы развитие сельской электрификации, как и в целом энергетики, идет низкими темпами. Системы электроснабжения сельскохозяйственных объектов эксплуатируются практически с неизменной или даже со снижающейся нагрузкой из-за того, что во многих районах страны не работают на полную мощность предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции, животноводческие комплексы, фермы и другие энергоемкие производства. В настоящее время основными потребителями остались коммунально-бытовой сектор, зимой – котельные, летом – мастерские и зернотока. Увеличение электропотребления наблюдается за счет повышения уровня электрификации быта сельского населения и применения электроэнергии для обогрева домов, коттеджей и производственных помещений.

Электроснабжением называется обеспечение электроэнергией потребителей, а совокупность электроустановок предназначенных для обеспечения электроэнергией называют – системой электроснабжения. Система электроснабжения представляет собой совокупность электрических сетей различных напряжений, обычно (исключая мегаполисы) напряжением 220— 35, 6—10 и до 1 кВ. Передача электроэнергии от источника к потребителю производится энергетическими системами, объединенными несколькими электростанциями. Совокупность электрических частей электростанций, электросетей и потребителей электроэнергии, связанных общностью режимам и непрерывностью производства электроэнергии и потреблением называется энергетической системой.



Воздушные или кабельные линии электропередачи называются электроустановкой, являются совокупностью токоведущих элементов, их изоляций и несущих конструкций, предназначенных для передачи электроэнергии на расстояние.

Трансформаторная подстанция (ТП) – это электроустановка, предназначенная для преобразования из одного напряжения в другое напряжение с помощью трансформатора.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Район расположен на юге Зейско-Буреинской равнины. Граничит на северо-западе и севере — с Тамбовским районом, на востоке — с Михайловским районом, на юге по реке Амур проходит государственная граница с КНР. Площадь района — 1,8 тыс. км<sup>2</sup>. С районом село связано дорогой районного значения. Данная дорога четвертой категории с полосой отвода в 18 метров, покрыта гравием. От районного до областного центра дорога асфальтирована.

Территория Войковского сельсовета расположена в юго-западной части Константиновского района Амурской области. Территория расположена на второй надпойменной террасереки Амури представляет обширную равнину с приподнятыми краями и общим уклоном на север. Имеются множественные понижения— болота и озера. Южнее села Войково располагается небольшое озеро — «Осиновое».

Административным центром Войковского сельсовета является село Войково. Общая площадь сельсовета составляет 1035 га. Численность населения 264 человек. Число домохозяйств — 72, в которых 34 одноквартирных дома, 20 двухквартирных дома. Из них пустых квартир 4. Действующих хозяйств — 65.

Климатические условия территории Войковского сельсовета континентальные с муссонными чертами. По годам неустойчивый, как по температурному, так и по водному режиму. Зима суровая и продолжительная. Для нее характерно малое количество осадков, небольшой снежный покров, низкие температуры. Температура самого холодного месяца января колеблется от –24 до – 40 градусов по Цельсию. Продолжительность холодного периода составляет 130-160 дней. Глубина промерзания почвы до 2,5 метров. Весна часто засушливая. В марте-мае выпадают 7-14 % годовых осадков. В мае и первой декаде июня наблюдаются большие колебания температуры воздуха в течение суток: днем до +20-25, а ночью может опускаться до +1. В третьей декаде мая, наблюдается сухая, жаркая погода, сопровождаемая сильными ветрами. Лето обычно теплое, с умеренной сухой погодой в первой половине и влажной – во второй. С апреля по октябрь выпадает 460-550 мм осадков, это 66-70% годового количества. Наибольшее количество осадков выпадает в июле, августе.

Центральное место в экономике Войковского сельсовета занимает сельскохозяйственное направление. На территории находится колхоз «Войково», образованный в марте 1990 года. Колхоз специализируется в растениеводстве на производстве зерна и сои, в животноводстве – на производстве мяса. Землепользование колхоза состоит из одного массива. Общая площадь земли 4099 га.: из них пашни – 3340 га, сенокосов – 313 га., пастбищ – 446 га.

Среднесписочное число работников составляет 71 человек. На территории находится одно крестьянско-фермерское хозяйство «ИП Геворкян Р.М. глава КФХ», специализируется на производстве зерна и сои. Имеет 600 га земли. Число работающих – 10 человек. На территории села работает социальная сфера: фельдшерско– акушерский пункт – 2 человека, дом культуры – 3 человека, три торговые точки: И.П. «Василин» – 3 человека, И.П. «Шункова» – 1 человек, ИП «Войковский»-2 человека.

Электроснабжение села осуществляется от Фидера 10 кВ № 5 подстанции 35/10 кВ «Луговая» и Фидера 10 кВ № 9 подстанции 35/10 кВ «Полтавка», которые, в свою очередь, питают мачтовые трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, в количестве 4 шт. Распределение нагрузок в 2021 году на данных ТП сведено в таблицу 1.1

Таблица 1.1 - Потребление электрической энергии в 2021 году потребителями с. Войково, кВт·ч.

Месяц	ТП 3-1	ТП 3-2	ТП 3-3	ТП 3-4
Январь	1800	9749	26228	1732
Февраль	1680	10791	19080	1832
Март	3920	56749	24366	2676
Апрель	3640	24656	12763	2458
Май	2600	30514	21586	2396
Июнь	3720	19428	6974	2378
Июль	1480	18280	22375	1619
Август	9160	10089	8167	2199
Сентябрь	10760	25550	21053	2175
Октябрь	8120	16453	11721	3291
Ноябрь	3080	27027	24085	3342
Декабрь	6640	16391	28281	4282
Годовое потребление	579336			

## 2 ОБОСНОВАНИЕ ТЕМЫ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Разработка методики реконструкции и развития электрических сетей является главной целью данного дипломного проекта. Достижение данной цели позволило бы повысить надежность электроснабжения потребителей, кроме того, это позволило бы снизить электрические потери, как ёмкостные, так и индукционные, благодаря замене провода АС на СИП и установки более современных ТП.

Необходимость практического применения данной темы заключается в следующем. Основная часть электрооборудования села была введена в эксплуатацию в 1975 году. Очевидно, что срок эксплуатации большинства электрооборудования подходит к концу, а у некоторых он уже закончился. Следовательно, большая часть электрооборудования устарела, а значит ухудшились его энергетические показатели. В процессе эксплуатации оборудование подвергается воздействию различных факторов: повышенная влажность, пыль, всевозможные механические и электрические нагрузки. При этом изменяются изоляционные, проводниковые и другие свойства отдельных частей и механизмов. В свою очередь эти изменения приводят к возникновению коротких замыканий, пробоев изоляции. В результате происходят частые отключения электроустановок в результате аварии, много времени уходит на ремонт, что сказывается на качестве технологического процесса. На основании вышеперечисленного можно сделать вывод о необходимости реконструкции системы предприятия с заменой морально и физически устаревшего оборудования на новое и более современное с технико-экономическим обоснованием принимаемых решений.

Изучив все эти проблемы, были рассмотрены варианты их решения. В данном дипломном проекте были проработаны такие вопросы, как:

1. Расчет электрических нагрузок села Войково
2. Выбор сечения линий 0,4 кВ
3. Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП

Что помогло выбрать экономически эффективное оборудование, а так же выбрать оборудование, которое имеет более длительный срок эксплуатации.

Данные мероприятия позволят уменьшить потери в линии, а так же создать более надежную СЭС, заменив провод АС на СИП 2А и выбрав коммутационные аппараты по техническим и электрическим характеристикам подходящие под проектируемые линии электропередач.

## 3 РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,38 КВ

### 3.1 Определение количества и места расположения ТП – 10/0,4 кВ.

Критерием выбора оптимального количества трансформаторных подстанций (ТП) в заданном населённом пункте является минимум приведённых затрат.

Дополнительным критерием, который желательно учитывать при окончательном выборе числа подстанций, является протяжённость линий 380/220 В, при которой максимальная длина до наиболее удалённой точки для сетей 380/220 В является 0,7...1 км.

Если радиус охвата территории превышает 0,5...0,7 км при проектировании одной ТП, то целесообразно рассмотреть вариант установки двух и более подстанций.

При установке двух и более подстанций желательно проектировать электроснабжение производственных и коммунально-бытовых потребителей от разных подстанций.

Если протяжённость объекта электроснабжения превышает 0,5 км, то число ТП, шт., определяется по эмпирической формуле

$$n_{ТП} = P_{сум} \cdot \sqrt{\frac{B}{\Delta U \cdot P_o \cdot \cos \varphi}} \quad (3.1)$$

где  $P_{сум}$  – суммарная расчётная нагрузка, кВт;

$B$  – постоянный коэффициент; для ТП-10/0,4 кВ  $B = 0,6...0,7$ ;

$\Delta U$  – допустимые потери напряжения в сетях 0,38 кВ, %; для потребителей I категории  $\Delta U = \pm 5\%$ , II и III категории  $\Delta U = \pm 7,5\%$ ;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности на шинах ТП-10/0,4 кВ;

$P_o$  – плотность нагрузки объекта, кВт/км<sup>2</sup>.

Плотность нагрузки объекта  $P_0$ , кВт/км<sup>2</sup> определяется по формуле:

$$P_0 = \frac{P_{\text{сум}}}{F}, \quad (3.2)$$

где  $F$  – площадь населённого пункта, км<sup>2</sup>.

Площадь населённого пункта  $F = 0,24$  км<sup>2</sup>, тогда

$$P_0 = \frac{674,35}{0,24} = 2810 \text{ кВт/км}^2.$$

Принимаем  $B = 0,7$ ;  $\Delta U = \pm 7,5\%$ ,  $\cos\varphi = 0,9$ . Тогда согласно формуле (3.1) получаем:

$$n_{\text{ТП}} = 674,35 \cdot \sqrt{\frac{0,7}{7,5 \cdot 0,9 \cdot 2810}} = 4.$$

Принимаем количество подстанций  $n_{\text{ТП}} = 4$ . Применение четырех подстанций невыгодно с экономической точки зрения, так как в противном случае нагрузка на каждую подстанцию очень мала.

Место расположения подстанции выбирается в центре «тяжести» электрических нагрузок, присоединённых к ТП, по формулам:

$$X_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (3.3)$$

$$Y_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (3.4)$$

где  $P_i$  – расчётные мощности  $i$ -го объекта, кВт;



$X_i, Y_i$  – координаты центров нагрузок отдельных потребителей, м.

На плане населённого пункта наносим оси координат, определяем координаты центров нагрузок потребителей. Найденные координаты объектов и подстанций сводим в таблицу 3.1

Таблица 3.1 – Расчётные данные для определения места расположения подстанций

Код потребителя	$X_i$ , м	$Y_i$ , м	$P_i$ , кВт	$X_i \cdot P_i$	$Y_i \cdot P_i$
1	2	3	4	5	6
ТП 3-1					
Фидер 1					
4(1)	425	60	60	25500	3600
1(65)	365	82	6	2190	480
1(66)	390	50	6	2340	300
1(67)	390	80	6	2340	480
2(12)	410	82	10	4100	820
ТП 3-2					
Фидер 1					
6(1)	20	158	15	300	2370
Фидер 2					
7(1)	160	125	10	1600	1250
1(52)	200	115	6	1200	690
1(53)	210	115	6	1260	690
1(54)	215	115	6	1290	690
1(55)	230	115	6	1380	690
1(56)	235	115	6	1410	690
1(57)	200	72	6	1200	432

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6
1(58)	205	72	6	1230	432
1(59)	218	72	6	1308	432
1(60)	223	72	6	1338	432
1(61)	235	72	6	1410	432
1(62)	240	72	6	1440	432
1(63)	250	72	6	1500	432
1(64)	257	72	6	1542	432
2(10)	250	115	10	2500	1150
2(11)	300	77	10	3000	770
ТП 3-3					
Фидер 1					
1(9)	72	275	6	432	1650
1(10)	82	275	6	492	1650
1(11)	175	275	6	1050	1650
1(12)	206	275	6	1236	1650
1(13)	225	275	6	1350	1650
1(14)	268	275	6	1608	1650
1(15)	273	275	6	1638	1650
1(16)	309	275	6	1854	1650
1(17)	315	275	6	1890	1650
1(18)	330	275	6	1980	1650
1(19)	344	275	6	2064	1650
1(20)	385	275	6	2310	1650
1(21)	410	275	6	2460	1650
1(22)	440	275	6	2640	1650

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6
1(23)	108	230	6	648	1380
1(24)	137	230	6	822	1380
1(25)	142	230	6	852	1380
1(26)	160	230	6	960	1380
1(27)	290	230	6	1740	1380
1(28)	305	230	6	1830	1380
1(29)	329	230	6	1974	1380
1(30)	340	230	6	2040	1380
1(31)	355	230	6	2130	1380
1(32)	395	230	6	2370	1380
1(33)	410	230	6	2460	1380
1(34)	415	230	6	2490	1380
2(2)	95	275	10	950	2750
2(3)	162	275	10	1620	2750
2(4)	93	230	10	930	2300
2(5)	118	230	10	1180	2300
2(6)	125	230	10	1250	2300
Фидер 2					
1(1)	220	355	6	1320	2130
1(2)	240	355	6	1440	2130
1(3)	250	355	6	1500	2130
1(4)	258	305	6	1548	1830
1(5)	289	305	6	1734	1830
1(6)	358	305	6	2148	1830
1(7)	365	305	6	2190	1830
1(8)	380	305	6	2280	1830

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6
2(1)	320	355	10	3200	3550
ТП 3-4					
Фидер 1					
3(1)	90	345	25	2250	8625
Фидер 2					
5(1)	180	395	9	1620	3555

Для подстанции ТП 3-1 приняты координаты  $X = 410$  м;  $Y = 30$  м.

Для подстанции ТП 3-2 приняты координаты  $X = 110$  м;  $Y = 110$  м.

Для подстанции ТП 3-3 приняты координаты  $X = 135$  м;  $Y = 315$  м.

Для подстанции ТП 3-4 приняты координаты  $X = 90$  м;  $Y = 380$  м.

Намечаем трассы линий 380/220 В, учитывая максимальное количество линий от одной ТП. Трассы желательно располагать вдоль улиц с минимальным числом переходов.

### **3.2 Расчёт полной мощности участков сети 0,38 кВ.**

В основу метода определения нагрузок при расчёте сетей 0,38 кВ положено суммирование расчётных нагрузок, представленных в вероятностной форме на вводах потребителей или на шинах потребительских трансформаторных подстанций.

Расчётные нагрузки жилых домов в сетях 0,38 кВ определяются с учётом достигнутого уровня электропотребления на внутриквартирные нужды, а производственных, общественных и коммунальных потребителей – по нормам.

При расчёте электрических сетей 0,38 кВ руководствуются следующими положениями.

Расчёт электрических нагрузок сетей 0,38 кВ производится, исходя из расчётных нагрузок на вводах потребителей, на шинах подстанций и соответствующих коэффициентов одновременности отдельно для дневного и вечернего максимумов.

$$P_{pд} = K_{од} \cdot \sum_{i=1}^n P_{di}, \quad (3.5)$$

$$P_{pв} = K_{ов} \cdot \sum_{i=1}^n P_{vi}, \quad (3.6)$$

где  $P_{pд}$ ,  $P_{pв}$  – расчётная дневная и вечерняя нагрузки на участках линий или шинах трансформаторной подстанции, кВт;

$K_{од}$ ,  $K_{ов}$  – коэффициент одновременности для дневного и вечернего максимумов;

$P_{di}$ ,  $P_{vi}$  – дневная и вечерняя нагрузки на вводе  $i$ -го потребителя или  $i$ -го элемента сети, кВт.

Расчётные электрические нагрузки потребителей суммируются с коэффициентом одновременности в сетях 0,38 кВ.

Если нагрузки потребителей отличаются по величине более чем в 4 раза или нагрузка неоднородная, суммирование их рекомендуется производить по формуле:

$$P_p = P_б + \Delta P_m, \quad (3.7)$$

где  $P_б$  – большая из слагаемых нагрузок, кВт;

$\Delta P_m$  – добавка к большей из слагаемых нагрузок от меньшей, кВт.

При наличии в зоне электроснабжения сезонных потребителей (парников, теплиц, оросительных агрегатов и т.п.) расчётные нагрузки сети определяются с учётом коэффициентов сезонности  $K_{сез}$ .

Рассмотрим участок 4(1)- ТП 3-1, питающийся от Фидера 1 подстанции ТП 3-1. На этом участке один потребитель 4(1), в этом случае  $K_o = 1$ ,  $P_{\partial} = 60$  кВт,  $P_{\epsilon} = 30$  кВт. Тогда в соответствии с формулами (3.7) и (3.8)

$$P_{\rho\partial} = 1 \cdot 60 = 60 \text{ кВт.}$$

$$P_{\rho\epsilon} = 1 \cdot 30 = 30 \text{ кВт.}$$

На участке 1(65) – 1(67) три потребителя 1(65), 1(66) и 1(67). Нагрузка однородная, коэффициент одновременности  $K_o = 0,85$ ,  $P_{\partial} = 4,3$  кВт,  $P_{\epsilon} = 6$  кВт. Тогда в соответствии с формулами (4.1) и (4.2)

$$P_{\rho\partial} = 0,85 \cdot (4,3 + 4,3 + 4,3) = 10,9 \text{ кВт.}$$

$$P_{\rho\epsilon} = 0,85 \cdot (6 + 6 + 6) = 15,3 \text{ кВт.}$$

Аналогично рассчитываются нагрузки на всех линиях всех подстанций. Расчётные данные сводятся в таблицу 3.1.

Расчётные нагрузки существующих подстанций 10/0,4 кВ,  $P_p$ , на расчётный год определяются по формуле:

$$P_p = P_m \cdot K_p, \tag{3.8}$$

где  $P_m$  – фактическая максимальная нагрузка ТП в исходном году, кВт;

$K_p$  – коэффициент роста нагрузок.

Таблица 3.2 – Нагрузки участков сети 0,38 кВ

№ участка	Дневной максимум				Вечерний максимум			
	$\sum_i^n P_{\partial i}$	$K_{од}$	$\Delta P_M$	$P_{\partial}$	$\sum_i^n P_{ei}$	$K_{од}$	$\Delta P_M$	$P_e$
ТПЗ-1								
Фидер 1								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1(65)-1(67)	12,9	0,85	-	10,9	18	0,85	-	15,3
1(67)-4(1)	6,3	1	-	6,3	10	1	-	10
2(12)-ТПЗ-1	60	1	-	60	30	1	-	30
ТП 3-2								
Фидер 1								
6(1)-ТПЗ-2	15	1	-	15	5	1	-	5
Фидер 2								
7(1)-ТПЗ-2	15	1	-	15	3	1	-	3
1(56)-7(1)	21,5	0,78	-	16,77	30	0,78	-	23,4
2(11)-1(56)	12,6	0,85	-	10,17	20	0,85	-	17
1(64)-7(1)	34,4	0,78	-	26,8	48	0,78		37,4
Фидер 3								
1(43)-ТПЗ-2	38,7	0,78	-	30,2	54	0,78	-	42
1(44)-1(43)	6,3	1	-	6,3	10	1	-	10
2(8)-2(7)	17,2	0,85	-	14,62	24	0,85	-	20,4
1(47)-1(48)	6,3	1	-	6,3	10	1	-	10
1(48)-1(51)	17,2	0,85	-	14,6	24	0,85		20,4
ТП 3-3								
Фидер 1								
1(34)-2(3)	86	0,49	-	42,1	120	0,49	-	58,8

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2(3)-ТПЗ-3	6,3	1	-	6,3	10	1	-	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1(26)-2(6)	12,9	0,85	-	10,9	18	0,85	-	15,3
1(23)-ТПЗ-3	12,6	0,85	-	10,7	20	0,85	-	17
2(4)-2(5)	4,3	0,85	-	3,6	6	0,85	-	5,1
1(10)-1(23)	12,6	0,78	-	9,8	20	0,78	-	15,6
2(2)-2(4)	8,6	0,78	-	6,7	12	0,78	-	9,3
Фидер 2								
1(6)-2(1)	12,9	0,78	-	10	18	0,78	-	14
1(8)-1(3)	6,3	0,78	-	4,9	10	0,78	-	7,8
2(1)-ТПЗ-3	21,5	0,78	-	16,7	30	0,78	-	23,4
ТП 3-4								
Фидер 1								
3(1)-ТПЗ-4	20	1	-	20	25	1	-	25
Фидер 2								
5(1)-ТПЗ-4	15	1	-	15	3	1	-	3

Определяем расчётные нагрузки подстанций 10/0,4 кВ.

Для ТПЗ-1:

$$P_{pд} = P_{лд1} + P_{лд2} + P_{лд3} = 60 \text{ кВт.}$$

$$P_{pв} = P_{лв1} + P_{лв2} + P_{лв3} = 30 \text{ кВт.}$$

Выбираем коэффициент роста нагрузок. Подстанция ТПЗ-3 обеспечивает электроэнергией производственные потребители. В этом случае  $K_p = 2,2$ . Тогда согласно формуле (4.4)



$$P_p = 60 \cdot 2,2 = 132 \text{ кВт.}$$

Аналогично определяем расчётные нагрузки для остальных подстанций.

Для ТПЗ-2

$$P_p = 158,4 \text{ кВт.}$$

Для ТПЗ-3

$$P_p = 79 \text{ кВт.}$$

Для ТПЗ-4

$$P_p = 55 \text{ кВт.}$$

Полная мощность на участках сети 0,38 кВ определяется, исходя из расчётных активных нагрузок этих участков и соответствующих коэффициентов мощности по формуле:

$$S_{\partial} = \frac{P_{p\partial}}{\cos \varphi_{\partial}}, \quad (3.9)$$

$$S_{\varepsilon} = \frac{P_{p\varepsilon}}{\cos \varphi_{\varepsilon}}, \quad (3.10)$$

где  $P_{p\partial}, P_{p\varepsilon}$  – расчётная дневная и вечерняя нагрузки на участках линии или шинах ТП, кВт;

$\cos \varphi_{\partial}, \cos \varphi_{\varepsilon}$  – коэффициент мощности на вводе потребителей.

Значение естественного коэффициента мощности на участках сети 0,38 кВ определяются в зависимости от соотношения расчётных нагрузок производственных потребителей,  $P_{pn}$ , к суммарной общей расчётной нагрузке,  $P_{po}$ , по номограмме. Расчётная нагрузка,  $P_{po}$ , берётся как сумма нагрузок производственных,  $P_{pn}$ , и коммунально-бытовых потребителей,  $P_{pkб}$ , которые определяются из расчётных нагрузок на шинах ТП.

Рассчитываем полную мощность на участках сети 0,38 кВ по формулам (5.1), (5.2). Для участка 2(12)-ТП 3-1 Фидера 1 подстанции ТП 3-1  $\cos\varphi_{\delta}=0,7$ ,  $\cos\varphi_{\epsilon}=0,7$ . Тогда

$$S_{\delta} = \frac{60}{0,7} = 85,7 \text{ кВА};$$

$$S_{\epsilon} = \frac{30}{0,7} = 42,8 \text{ кВА}.$$

Аналогично рассчитываются мощности для других участков, линий и подстанций. Результаты расчётов сводим в таблицу 6.1

Таблица 3.3 – Полные мощности участков сети 0,38 кВ

№ участка	Дневной максимум			Вечерний максимум		
	Рд	$\cos\varphi_{\delta}$	Sд	Рв	$\cos\varphi_{\epsilon}$	Sв
1	2	3	4	5	6	7
ТП3-1						
Фидер 1						
1(65)-1(67)	12,9	0,92	14	18	0,96	18,7
1(67)-4(1)	6,3	0,92	6,8	10	0,96	10,4
2(12)-ТП3-1	60	0,7	85,7	30	0,7	42,8
ТП 3-2						
Фидер 1						
6(1)-ТП3-2	15	0,75	20	5	0,75	6,6
Фидер 2						
7(1)-ТП3-2	15	0,92	16,3	3	0,96	3,1
1(56)-7(1)	21,5	0,92	23,4	30	0,96	31,2
2(11)-1(56)	12,6	0,92	13,7	20	0,96	20,8
1(64)-7(1)	34,4	0,92	37,4	48	0,96	50
Фидер 3						
1(43)-ТП3-2	38,7	0,92	42	54	0,96	56,3

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7
1(44)-1(43)	6,3	0,92	5,8	10	0,96	10,4
1	2	3	4	5	6	7
2(8)-2(7)	17,2	0,92	15,8	24	0,96	25
1(47)-1(48)	6,3	0,92	5,8	10	0,96	10,4
1(48)-1(51)	17,2	0,92	15,8	24	0,96	25
ТП 3-3						
Фидер 1						
1(34)-2(3)	86	0,92	93,5	120	0,96	125
2(3)-ТП3-3	6,3	0,92	6,8	10	0,96	10,4
1(26)-2(6)	12,9	0,92	14	18	0,96	18,7
1(23)-ТП3-3	12,6	0,92	13,7	20	0,96	20,8
2(4)-2(5)	4,3	0,92	4,7	6	0,96	6,2
1(10)-1(23)	12,6	0,92	13,7	20	0,96	20,8
2(2)-2(4)	8,6	0,92	9,3	12	0,96	12,5
Фидер 2						
1(6)-2(1)	12,9	0,92	14	18	0,96	18,7
1(8)-1(3)	6,3	0,92	6,8	10	0,96	10,4
2(1)-ТП3-3	21,5	0,92	23,4	30	0,96	31,2
ТП 3-4						
Фидер 1						
3(1)-ТП3-4	20	0,7	28,5	25	0,7	35,7
Фидер 2						
5(1)-ТП-4	15	0,85	17,6	3	0,85	3,5

### 3.3 Выбор мощности трансформатора на ТП – 10/0,4 кВ

На ТП 10/0,4 кВ возможна установка одного или двух трансформаторов, в зависимости от вида нагрузки, категории потребителя и полной расчётной мощности.

Выбор мощности трансформаторов производится по экономическим интервалам мощности, исходя из условия:

$$S_{\text{эк. min}} \leq \frac{S_M}{n} \leq S_{\text{эк. max}}, \quad (3.11)$$

где  $S_M$  – максимальная полная нагрузка, кВА;

$S_{\text{эк. min}}, S_{\text{эк. max}}$  – соответственно минимальная или максимальная граница экономического интервала нагрузки трансформатора, кВА;

$n$  – количество трансформаторов.

Выбираем трансформатор для подстанции ТП 3-1. Максимальная полная нагрузка этой подстанции определяется наибольшей суммарной дневной или вечерней нагрузкой с учётом коэффициента роста.

$$S_{\text{д}} = 14 + 6,8 + 85,7 = 106,5 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{в}} = 18,7 + 10,4 + 42,8 = 72 \text{ кВА}$$

Тогда согласно формуле (5.4)

$$S_M = 106,5 \cdot 2 = 213 \text{ кВА.}$$

Согласно неравенству (3.13)

$$200 \leq 213 \leq 300 \text{ кВА.}$$

Следовательно выбираем трансформатор с номинальной мощностью

$$S_n = 250 \text{ кВА.}$$

$$\frac{S_m}{n \cdot S_n} \leq K_c, \quad (3.12)$$

где n – количество трансформаторов.

Для выбранного трансформатора  $K_c = 1,59$ , следовательно

$$\frac{213}{250} = 0,85 \leq 1,59.$$

Условие выполняется, значит номинальная мощность трансформатора выбрана верно. Выбираем трёхфазный силовой трансформатор ТМ-250/10.

Аналогично производится выбор трансформаторов для остальных подстанций. Условия выбора сводятся в таблицу 3.4. Технические данные выбранных трансформаторов сводятся в таблицу 3.5.

Таблица 3.4 – Номинальные мощности трансформаторов ТП 10/0,38 кВ

Номер ТП	3-1	3-2	3-3	3-4
Вид нагрузки	Производственная	Смешанная	Бытовая	Производственная
$S_{\max}$ , кВА	213	477	549,4	82,2
$S_{\text{ном}}$ , кВА	250	400	630	100
Расчетные	0,85	1,1	0,87	0,8
Допустимые	1,59	1,77	1,53	1,59

Таблица 3.5 – Технические данные силовых трансформаторов

Номер ТП	Тип	$S_n$ , кВА	$U_n$ , кВ	Потери, кВт		$U_k$ , %
				$\Delta P_{xx}$	$\Delta P_{кз}$	
ТП3-1	ТМ-250/10	250	10/0,38	0,6	3,85	4,5
ТП3-2	ТМ-400/10	400	10/0,38	0,85	5,5	4,5
ТП3-3	ТМ-630/10	630	10/0,38	1,05	7,6	5,5
ТП3-4	ТМ-100/10	100	10/0,38	0,32	2,0	4,5

### 3.4 Расчёт сечения проводов сети 0,38 кВ

Сечение проводов на участках сети 0,38 кВ выбирается по допустимому току нагрузки.

Допустимый ток нагрузки определится, как:

$$I_{доп} = \frac{S_{max}}{U}, \quad (3.13)$$

где  $S_{max}$  – максимальная мощность участка сети, кВА;

$K_{др}$  – коэффициент, учитывающий динамику роста.

Для участка 2(12)-ТП 3-1 Фидера 1 подстанции ТП 3-1:

$$I_{доп} = \frac{85,7}{0,38} = 198,5 \text{ А.}$$

Выбираем провода СИП- 1А 3х50 + 1х54,6. Аналогично производится выбор проводов для остальных участков. Результаты сводятся в таблицу 3.6.

Потери напряжения в проводах трёхфазных линий определяются графическим или аналитическим методами.

Аналитическим методом потери напряжения определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{C \cdot S_{\max} \cdot l}{U_n} \cdot (R_0 \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot \sin \varphi),$$

(3.14)

где  $S_{\max}$  – максимальная мощность участка сети, кВА;

$l$  – длина участка сети, км;

$U_n$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$R_0, X_0$  – активные и индуктивные удельные сопротивления, Ом/км;

$C$  – коэффициент для трёхфазной линии (3ф+N)  $C = 1$ , для двухфазной линии (2ф+N)  $C = 2$ .

$$\Delta U \% = \frac{100 \cdot \Delta U}{U_n} \tag{3.15}$$

Для облегчения расчётов пользуются удельными потерями напряжения в проводах ВЛ по формуле:

$$\Delta U \% = \Delta U_{уд} \cdot S_{\max} \cdot l \cdot 10^{-3}, \tag{3.16}$$

где  $\Delta U_{уд}$  – удельные потери напряжения, выраженные в тысячных долях процента на 1 кВА·км, в проводах напряжением 0,38 кВ;

$S_{\max}$  – максимальная мощность на участке сети, кВА.

Для участка 5(1)-5(2) линии 1 подстанции ТП1  $l = 16$  м.

$$\Delta U \% = 0,706 \cdot 40 \cdot 0,031 \cdot 10^{-3} = 0,00087544.$$

Аналогично на остальных участках всех потребительских подстанций

В случае отклонения напряжения за пределы допустимых необходимо либо изменить надбавки напряжения у трансформатора или на шинах 10 кВ ТП, либо заменить провод на ряде участков сети 0,38 кВ на большее сечение.

Таблица 3.6 – Эквивалентные мощности, марка СИП и потери в сети 0,38 кВ

№ участка	S <sub>max</sub> , кВА	Допустимый ток нагрузки, А	cos φ	Марка и сечение провода	l, км	Потери напряжения		
						удельные	участка	от начала участка
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТПЗ-1								
Фидер 1								
2(12)-ТПЗ-1	85,7	198,5	0,7	СИП-2А 3x50+1x56 ,4	0,08 4	1,23 6	0,001210 7	0,013723
1(65)- 1(67)	18,7	49,2	0,9 6	СИП-1А 3x16+1x25	0,14 7	1,23 6	0,001185 8	0,012511 6
1(67)- 4(1)	10,4	27,4	0,9 6	СИП-1А 3x16+1x25	0,20 6	0,93 1	0,005811	0,011325
ТП 3-2								
Фидер 1								
6(1)- 3(2)	20	52,6	0,7 5	3x16+1x25	0,29 8	0,93 1	0,002418 5	0,003581 1
Фидер 2								
7(1)- ТПЗ-2	16,3	42,9	0,9 2	3x50+1x54, 6	0,05 9	0,70 6	0,00241 8	0,003581 1



Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1(56)- 7(1)	31,2	82,1	0,92	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,354	0,572	0,004667 52	0,005341 492
2(11)- 1(56)	20,8	54,7	0,92	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,052	0,345	0,005648 15	0,006554 181
1(64)- 7(1)	50	131,5	0,92	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,215	0,521	0,003244 62	0,003154 6
Фидер 3								
1(43)- ТП3-2	56,3	148	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,756	1,236	0,000578 44	0,000594 7
1(44)- 1(43)	10,4	27,4	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,085	1,214	0,000673 74	0,000549 3
2(8)- 2(7)	25	65,8	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,189	1,548	0,000549 54	0,000489 1
1(47)- 1(48)	10,4	27,4	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,54	1,214	0,000654 7	0,000547 6
1(48)- 1(51)	25	65,8	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,121	1,354	0,000462 1	0,000456 8
ТП 3-3								

Фидер 1								
1(34)- 2(3)	125	329	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	1,684	1,596	0,000732 33	0,005508 35
2(3)- ТПЗ-3	10,4	27,4	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,095	1,236	0,000488 4	0,005020 13
1(26)- 2(6)	18,7	49,2	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,044	0,931	0,000287 8	0,004287 8
1(23)- ТПЗ-3	20,8	54,7	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,124	1,584	0,000543 8	0,005463 5
2(4)- 2(5)	6,2	16,3	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,012	1,256	0,000413 2	0,005201
1(10)- 1(23)	20,8	54,7	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,087	0,124	0,000287 8	0,004125
2(2)- 2(4)	12,5	33	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,056	0,213	0,003425	0,000421 0
Фидер 2								

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1(6)- 2(1)	18,7	49,2105 3	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,154	0,571	0,0004531	0,004426
1(8)- 1(3)	10,4	27,3684 2	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,121	0,236	0,0001635 2	0,006366
2(1)- ТПЗ-3	31,2	82,1052 6	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,597	0,236	0,0002871 2	0,006203
ТП 3-4								
Фидер 1								
3(1)- ТПЗ-4	25	65,8	0,7	СИП-2А 3x16+1x2 5	0,068	0,913	0,0022350	0,002235
Фидер 2								
5(1)- ТПЗ-4	15	39,4	0,85	СИП-2А 3x16+1x2 5	0,057 6	1,236	0,0007711	0,002862
1(6)- 2(1)	18,7	49,2105 3	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,154	0,571	0,0004531	0,004426
1(8)- 1(3)	10,4	27,3684 2	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,121	0,236	0,0001635 2	0,006366

Продолжение таблицы 3.6

2(1)- ТПЗ-3	31,2	82,1052 6	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,597	0,236	0,0002871 2	0,006203
ТП 3-5								
Фидер 1								
3(1)- ТПЗ-4	25	65,8	0,7	СИП-2А 3x16+1x2 5	0,068	0,913	0,0022350	0,002235
Фидер 2								
5(1)- ТПЗ-4	15	39,4	0,85	СИП-2А 3x16+1x2 5	0,057 6	1,236	0,0007711	0,002862
2(4)- 2(5)	6,2	16,3	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,012	1,256	0,0004132	0,005201
1(10)- 1(23)	20,8	54,7	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,087	0,124	0,0002878	0,004125
2(2)- 2(4)	12,5	33	0,96	СИП-2А 3x50+1x5 4,6	0,056	0,213	0,003425	0,000421 0

## ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ 0,38 КВ

По данным расчёта потерь напряжения составляется таблица отклонения напряжения у потребителя при нагрузке 100 и 25%. На зажимах потребителя должно быть обеспечено отклонение напряжения в пределах  $\pm 7,5\%$ .

Расчет потерь напряжения в линии 0,38 кВ производится по формуле:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l}{U_{\text{ном}}} \quad (4.1)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжения в сети;

$P$  – активная мощность, кВт;

$Q$  – реактивная мощность, квар;

$r_0$  – активное сопротивление линии, Ом/км;

$x_0$  – индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

$l$  – длина линии, км.

Результаты расчетов сведены в таблицы 4.1 – 4.3.

Таблица 4.1 – Отклонения напряжения у потребителя ТП 3-1

Элементы установки	Отклонения напряжения	
	100%	25%
1	2	3
Шины 35 кВ ПС 35/10 кВ	0	0
Трансформатор 35/10 кВ		
постоянные надбавки	+5	+2,5
переменные надбавки	+5	0
потери напряжения	-4	-1
Сеть напряжения 10 кВ	0,26676632	0,006669158
Шины 10 кВ ПС 10/0,38 кВ	5,9973323368	1,493330842
Трансформатор 10/0,38 кВ		

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3
постоянные надбавки	+5	+2,5
Сеть напряжения 0,38 кВ	0,1542591288	0,0385647822
Потребитель	5,8457408712	1,4614352178

Таблица 4.2 – Отклонения напряжения у потребителя ТП 3-2

Элементы установки	Отклонения напряжения	
	100%	25%
Шины 35 кВ ПС 35/10 кВ	0	0
Трансформатор 35/10 кВ		
постоянные надбавки	+5	+2,5
переменные надбавки	+5	0
потери напряжения	-4	-1
Сеть напряжения 10 кВ	0,023878662	0,016965162
Шины 10 кВ ПС 10/0,38 кВ	5,976121338	1,48303838
Трансформатор 10/0,38 кВ	0	
постоянные надбавки	+5	+2,5
переменные надбавки	+5	0
потери напряжения	-4	-1
Сеть напряжения 0,38 кВ	0,13418522	0,0335463072
Потребитель	5,8658147712	1,4664536928

Таблица 4.3 – Отклонения напряжения у потребителя ТП 3-3

Элементы установки	Отклонения напряжения	
	100%	25%
1	2	3
Шины 35 кВ ПС 35/10 кВ	0	0
Трансформатор 35/10 кВ		
постоянные надбавки	+5	+2,5
переменные надбавки	+5	0
потери напряжения	-4	-1
Сеть напряжения 10 кВ	0,0331928992	0,0130733872
Трансформатор 10/0,38 кВ		
постоянные надбавки	+5	+2,5
переменные надбавки	+5	0
потери напряжения	-4	-1
Сеть напряжения 0,38 кВ	- 0,0712467504	0,0178116876
Потребитель	5,9287532496	1,4821883124

В случае отклонения напряжения за пределы допустимых необходимо либо изменить надбавки напряжения у трансформатора или на шинах 10 кВ ТП, либо заменить провод на ряде участков сети 0,38 кВ на большее сечение.

Как видно из таблиц 4.1, 4.2 и 4.3 отклонение напряжения у потребителя не превышает 7.5%, что допустимо для потребителей второй и третьей категории электроснабжения.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора защитной аппаратуры и проверки ее на электродинамическую и термическую устойчивость, проверки коэффициента чувствительности, расчета токоограничивающих и заземляющих устройств.

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток КЗ.

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения.

Расчёт токов короткого замыкания в сетях 0,38 кВ в сравнении с расчётом токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ обладает следующими особенностями:

- Мощность системы  $S_c$ , кВА, принимается бесконечной, то есть напряжение на шинах ТП считается неизменным при КЗ в сети напряжением до 1 кВ;

- Учитываются активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети (силового трансформатора, проводов и т. д.);



– Расчёт ведётся в именованных единицах, напряжение принимается на 5% выше номинального напряжения сети ( $U = 1,05 \cdot U_{нс} = 400 \text{ В}$ ).

Для расчёта токов короткого замыкания по расчётным схемам составляются схемы замещения (рис. 5.1 – 5.4).

Ток трёхфазного короткого замыкания  $I_{\kappa}^3$ , А определяется по формуле

$$I_{\kappa}^3 = \frac{1,05 \cdot U_{н}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (5.1)$$

где  $Z_{\Sigma}$  – суммарное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Суммарное сопротивление до точки короткого замыкания  $Z_{\Sigma}$ , Ом

$$Z_{\Sigma} = Z_{\text{тр}} + R_{\kappa}, \quad (5.2)$$

где  $Z_{\text{тр}}$  – суммарное сопротивление трансформатора, Ом;

$R_{\kappa}$  – сопротивление переходных контактов, Ом.

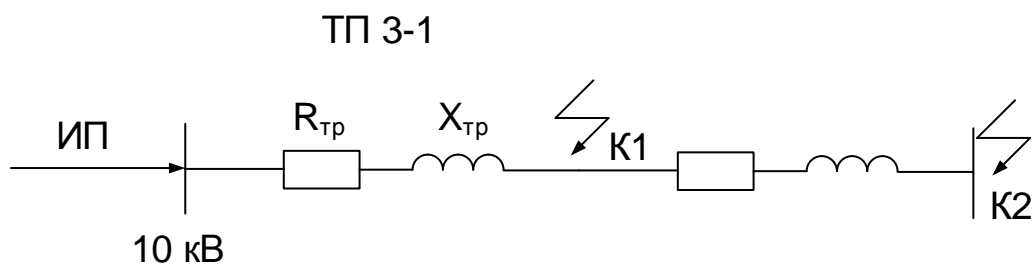


Рисунок 5.1 – Схема замещения линии электроснабжения ТП 3-1

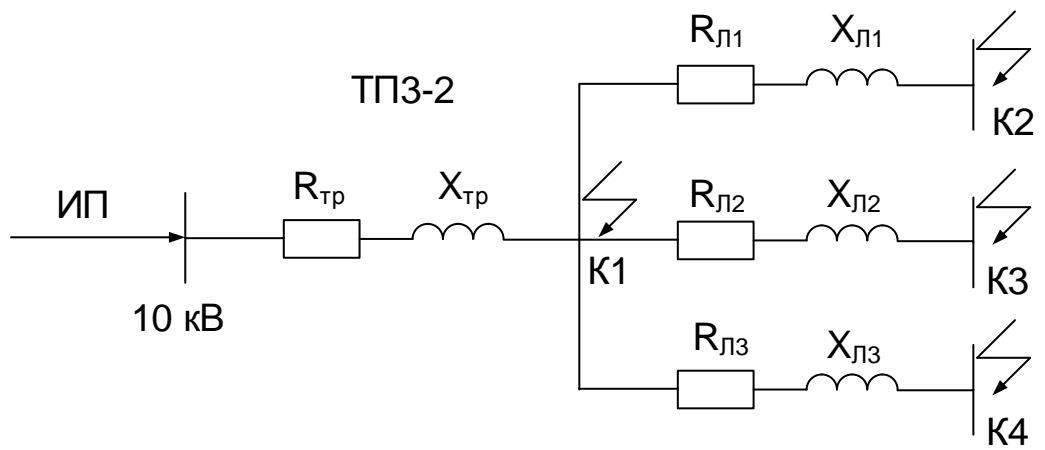


Рисунок 5.2 – Схема замещения линии электроснабжения ТП 3-2

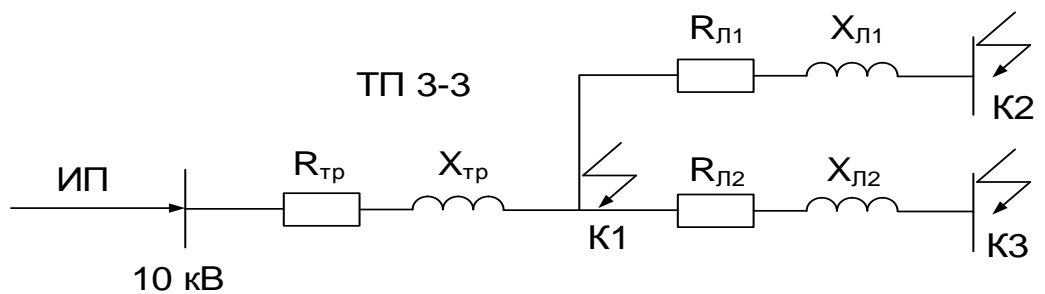


Рисунок 5.3 – Схема замещения линии электроснабжения ТП3-3

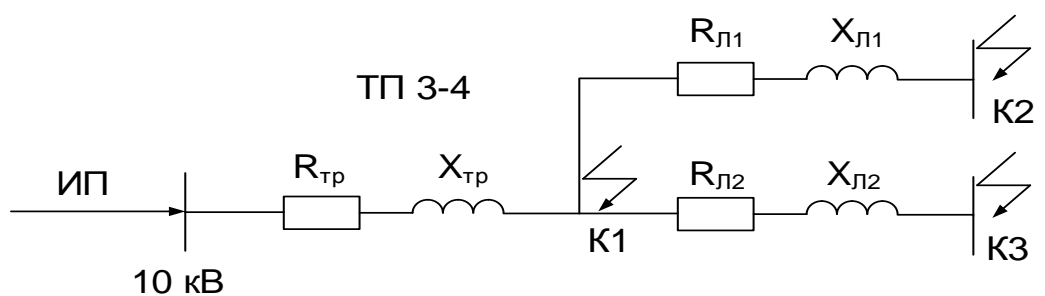


Рисунок 5.4 – Схема замещения линии электроснабжения ТП 3-4

Активное  $R_{mp}$ , Ом и индуктивное  $X_{mp}$ , Ом сопротивления трансформатора определяются по формулам

$$R_{mp} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2}{S_n^2}, \quad (5.3)$$

$$X_{mp} = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n}, \quad (5.4)$$

где  $\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания трансформатора, Вт;

$U_p\%$  – реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %.

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания  $U_p\%$

$$U_p \% = \sqrt{(U_k \%)^2 - (U_a \%)^2}, \quad (5.5)$$

где  $U_k\%$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %

$U_a\%$  – активная составляющая напряжения короткого замыкания, %.

Активная составляющая напряжения короткого замыкания,  $U_a\%$

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{кз}}{S_n} \cdot 100 \quad (5.6)$$

В соответствии с требованиями для проверки чувствительности защитных аппаратов (автоматических выключателей, предохранителей) в сетях 0,38 кВ рассчитывается ток однофазного короткого замыкания  $I_k^{(1)}$ , А, в сетях с глухозаземлённой нейтралью по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{mp}^{(1)}}{3} + Z_{л\Sigma}}, \quad (5.7)$$

где  $U_\phi$  – фазное напряжение сети, В;

$\frac{Z_{mp}^{(1)}}{3}$  – треть сопротивления силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус, Ом;

$Z_{IT\Sigma}$  – полное сопротивление петли «фаза – нулевой провод», Ом.

Полное сопротивление петли «фаза – нулевой провод»:

$$Z_{IT\Sigma} = \sqrt{(R_\phi + R_\delta + R_n + R_{TT} + R_A)^2 + (X' + X'' + X_c + X_{TT} + X_A)^2}, \quad (5.8)$$

где  $R_\phi, R_n$  – суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП-ЭП-ТП), Ом;

$R_\delta$  – сопротивление дуги в точке КЗ, Ом;

$R_{TT}$  – активное сопротивление трансформатора тока, Ом;

$X_{TT}$  – индуктивное сопротивление трансформатора тока, Ом;

$R_A$  – активное сопротивление автоматических выключателей, Ом;

$X_c$  – сопротивление питающей системы, Ом;  $X_c = 0,0032$  Ом;

$X'$  – внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, Ом/км;

$X' = 0,6$  Ом/км;

$X''$  – внутреннее индуктивное сопротивление проводов зануления, Ом/км (учитывается для проводов, выполненных из стали).

Для проводов из цветных металлов  $R_\phi$  и  $R_n$  равны омическому сопротивлению при  $f = 50$  Гц

$$R = \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{l}{S}, \quad (5.9)$$

где  $\gamma$  – удельная проводимость материала, м/(Ом·мм<sup>2</sup>); для алюминия  $\gamma = 30$  м/(Ом·мм<sup>2</sup>);

$S$  – сечение проводника, мм<sup>2</sup>.

Рассмотрим подстанцию ТП 3-1. Активная составляющая напряжения короткого замыкания определяется по формуле (5.6)

$$U_a \% = \frac{3,85}{250} \cdot 100 = 1,54$$

Реактивная составляющая

$$U_p \% = \sqrt{4,5^2 - 1,54^2} = 4,2$$

Активное и индуктивное сопротивление трансформатора определяем по формулам (5.4) и (5.5):

$$R_{mp} = \frac{3,85 \cdot 400^2}{62500} = 0,00098 \text{ Ом};$$

$$X_{mp} = \frac{4,2}{100} \cdot \frac{400^2}{250000} = 0,027 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление трансформатора

$$Z_{mp} = \sqrt{0,028^2 + 0,00098^2} = 0,028 \text{ Ом}.$$

В точке К1 учитывается только сопротивление трансформатора и переходных контактов для РУ подстанции. Тогда:

$$Z_{\Sigma} = 0,028 + 0,025 = 0,053 \text{ Ом}.$$

Ток трёхфазного короткого замыкания в этой точке определяем по формуле (5.1)

$$I_{\kappa}^3 = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,053} = 4362,5 \text{ А.}$$

Для расчёта трёхфазного тока короткого замыкания в точке К2 кроме сопротивления трансформатора необходимо учесть полное сопротивление линии, которое определяется по формуле (5.3), а также сопротивление переходных контактов для линии.

Суммарное сопротивление до точки К2

$$Z_{\Sigma} = 0,028 + 0,025 = 0,053 \text{ Ом.}$$

Тогда ток трёхфазного короткого замыкания в этой точке

$$I_{\kappa}^3 = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,053} = 4362,5 \text{ А.}$$

Определяем ток однофазного короткого замыкания для точки К2. Определяем необходимые параметры.

$$\text{Для ТП 3-1 мощностью 250 кВА } \frac{Z_{mp}^{(1)}}{3} = 0,019 \text{ Ом.}$$

Фазный и нулевой провода выполнены проводом СИП-2А 3x50+1x56,4.

Длина линии 0,437 км. Тогда:

$$R_{\phi} = R_{\text{н}} = \frac{1}{30} \cdot \frac{437}{50} = 0,29 \text{ Ом.}$$

Сопротивления трансформатора тока

$$R_{TT} = 2,8 \text{ Ом};$$

$$X_{TT} = 1,8 \text{ Ом}.$$

Сопротивление автоматического выключателя

$$R_A = 1,2 \text{ Ом};$$

$$X_A = 1,1 \text{ Ом}.$$

Тогда:

$$Z_{II\Sigma} = 5,31 \text{ Ом}.$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{220}{0,0093 + 5,31} = 41,3 \text{ А}.$$

Аналогично рассчитываются токи однофазного КЗ для остальных точек.  
Данные расчётов токов КЗ сводятся в таблицу 10.1

Таблица 5.1 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	Данные трансформатора			$Z_{\Sigma}$ , Ом	$Z_{II\Sigma}$ , Ом	Токи КЗ, А	
	$S_H$ , кВА	$U_K\%$	$Z_{TP}$ , Ом			$I_{\dot{\epsilon}}^{(3)}$ , А	$I_{\dot{\epsilon}}^{(1)}$ , А
ТП 3-1							
1	2	3	4	5	6	7	8
К1	250	4,5	0,028	0,053	-	4362,5	-
К2	250	4,5	0,028	0,053	5,31	4362,5	41,3
ТП 3-2							
К1	400	4,5	0,017	0,042	-	7486,8	-
К2	400	4,5	0,017	0,042	5,82	7486,8	37,7
К3	400	4,5	0,017	0,038	5,46	6521	40,1
К4	400	4,5	0,017	0,035	4,56	7280	40,11
ТП 3-3							

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8
K1	630	5,5	0,003	0,029	-	8247,8	-
K2	630	5,5	0,003	0,029	5,89	8247,8	41,7
K3	630	5,5	0,003	0,017	3,22	11840	98
ТП 3-4							
K1	100	4,5	0,35	0,062	-	5361,5	-
K2	100	4,5	0,35	0,062	5,21	4512	38
K3	100	4,5	0,35	0,062	6,87	3218	29,4



## ВЫБОР ЗАЩИТНОЙ АППАРАТУРЫ И ОБОРУДОВАНИЯ ТП

### **6.1 Выбор защитной аппаратуры в сетях 0,38 кВ**

В качестве защитных аппаратов в сетях 0,38 кВ предусматриваются плавкие предохранители и автоматические выключатели.

Задача расчёта – определение установок автоматических выключателей или номинальных токов плавких вставок предохранителей.

Установки автоматических выключателей и номинальные токи плавких вставок предохранителей выбираются с учётом того, что защитные аппараты не должны отключать линию при кратковременных перегрузках или от пусковых токов крупных электродвигателей и токов самозапуска нагрузок.

Выбранные установки защитных аппаратов проверяют по чувствительности защитных устройств при однофазном коротком замыкании в конце защищаемой зоны.

### **6.2 Выбор автоматических выключателей**

Автоматические выключатели предназначены для защиты от токов короткого замыкания и токов перегрузок.

Широкое применение нашли автоматические выключатели серии А3700 на токи 160...630 А: А3700Б – токоограничивающие с электромагнитным расцепителем мгновенного действия и полупроводниковым расцепителем с регулируемой выдержкой времени.

Автоматические выключатели серии А3700 могут включаться и отключаться вручную или электромеханическим приводом в виде отдельного блока, устанавливаемого над крышкой выключателя.

Для автоматического отключения при коротком замыкании служит расцепитель мгновенного действия.

Автоматические выключатели выбираются по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению сети

$$U_{н.ап} \geq U_{н.уст} \quad (6.1)$$

- по номинальному току линии

$$I_{н.ап} \geq I_{н.лин} \quad (6.2)$$

- в зависимости от типа расцепителя
  - по току теплового расцепителя

$$I_{т.р.} \geq 1,1 \cdot (I_{р.мах} + 0,4 \cdot I_{П.д}), \quad (6.3)$$

где  $I_{р.мах}$  – максимальный рабочий ток линии без учёта номинального тока наиболее мощного электродвигателя, А;

$I_{П.д}$  – пусковой ток наиболее мощного электродвигателя, подключенного к линии, А;

- по току срабатывания электромагнитного расцепителя

$$I_{э.р.} \geq 1,2 \cdot (I_{р.мах} + \sum_{i=1}^n I_{П.д}), \quad (6.4)$$

где  $\sum_{i=1}^n I_{П.д}$  – максимальная сумма пусковых токов одновременно пускаемых электродвигателей, А;

- по предельному току отключения

$$I_{пр.откл} \geq I_{к.мах}, \quad (6.5)$$

где  $I_{пр.откл}$  – предельный отключаемый автоматом ток, А;

$I_{к.мах}$  – максимальный ток короткого замыкания в месте установки

автомата, кА;

- проверка по коэффициенту чувствительности.

Коэффициент чувствительности автоматического выключателя должен удовлетворять условиям:

- для автоматов с тепловым расцепителем

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{Т.Р.}}} \geq 3 \quad (6.6)$$

- для автоматов с электромагнитным расцепителем

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{Т.Р.}}} \geq 1,4 \quad (6.7)$$

Для линии 1 подстанции ТПЗ-1 определяем максимальный расчётный ток:

$$I_{\text{р. max}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{44,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 67,76 \text{ А.}$$

Выбираем автоматический трёхполюсной выключатель АЗ716Ф по указанным условиям.

По номинальному напряжению согласно (6.1)

$$380 \geq 380 \text{ В.}$$

По номинальному току линии согласно условию (6.2)

$$160 \geq 67,76 \text{ А.}$$

Аналогично выбираем автоматические выключатели для остальных линий и подстанций. Во всех случаях выбираем автоматический выключатель марки TS630N 630А с номинальным током 160 А.

Таблица 6.1 – Параметры коммутационных аппаратов

Параметры	Условия выбора	Выключатель		Разъединитель	
		Каталог данных	Расчётные	Каталог данных	Расчётные
Электродинамическая стойкость	$U_{н.ап} \geq U_{н.уст}$	10	10	10	10
	$I_{н.ап} \geq I_{р.мах}$	630	50,92	630	50,92
	$I_{отк.н} \geq I_{к.мах}^{(3)}$	20	0,0423	-	-
	$i_{дин} \geq i_{уд}$	52	0,07178	-	-
	$I_{дин} \geq I_y$	20	0,0423	25	0,0423
Электротермическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	400	214,714 8	234	214,7148
Отключающая мощность	$S_{н.отк} \geq S_k$	1600	732,65	-	-

Выбор разъединителя производится по тем же параметрам, что и выключателя, кроме отключающей способности (току и мощности).

Выбираем разъединитель РЛНД-10/400УХЛ. Данные выбора сводятся в таблицу 6.1.

### 6.3 Выбор предохранителей по стороне 10 кВ

Высоковольтные предохранители выбираются по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению установки

$$U_{н.ап} \geq U_{н.уст} \quad (6.8)$$

- по номинальному току плавкой вставки и номинальному току патрона

$$I_{\text{н.н.тр.н}} \geq K_n \cdot I_{\text{н.н.р}} \geq I_{\text{вст.н}} \quad (6.9)$$

где  $K_n$  – коэффициент надёжности для отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора;

$$K_n = 1,5 \dots 2 \text{ при } S_{\text{тр.н}} \geq 160 \text{ кВА.}$$

$$K_n \cdot I_{\text{н.н.р}} = 2 \cdot 42,3 = 84,6 \text{ А.}$$

– по току отключения

$$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}^{(3)} \quad (9.10)$$

– по селективности с защитами смежных элементов сети

Селективность работы предохранителей с защитами смежных элементов сети производится путём сопоставления защитной (токовременной) характеристики предохранителя с защитными характеристиками отходящих и питающих линий. Характеристика защиты, расположенной ближе к источнику питания, должна быть выше характеристики защиты, расположенной ближе к потребителю.

Выбираем предохранитель ПКТ 101-10-2-8-12,5У3

Результаты выбора сводятся в таблицу 6.1

Таблица 6.2 – Параметры предохранителя

Параметры	Условия выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
$U_{\text{н.а.}}$ , кВ	$U_{\text{н.ан}} \geq U_{\text{н.уст}}$	10	10
$I_{\text{нат.н.}}$ , кА	$I_{\text{натр.н}} \geq K_n \cdot I_{\text{н.н.р}} \geq I_{\text{вст.н}}$	2	0,0846
$I_{\text{откл.}}$ , кА	$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}$	12,5	0,0423

## ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ

### 7.1 Средства индивидуальной защиты

В электроустановках основными средствами защиты являются изолирующие электрозащитные средства, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки и которое позволяет работать на токоведущих частях, находящихся под напряжением. К дополнительным же средствам относят изолирующие электрозащитные средства, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения электрическим током, но дополняют основные средства защиты, а также служат для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага.

Таблица 7.1 Основные средства защиты от поражения электрическим током и места их нахождения.

Наименование	Местонахождение	Кол-во, шт.
Диэлектрические перчатки	Ячейка для хранения СИЗ	2 пары
Изолирующие клещи	Ячейка для хранения СИЗ	1
Электроизмерительные клещи	Бригадный автомобиль	1
Ручной изолированный инструмент	Бригадный автомобиль	1 комплект
Изолирующая штанга	Ячейка для хранения СИЗ	2
Указатель низкого напряжения (УННО) до 1 кВ	Ячейка для хранения СИЗ	2
Указатель высокого напряжения (УВН-10) до 10 кВ	Ячейка для хранения СИЗ	2

Таблица 7.2 Дополнительные средства защиты от поражения электрическим током и места их нахождения.

Наименование	Местонахождение	Кол-во, шт.
Диэлектрические галоши	Бригадный автомобиль	1 пара
Диэлектрические ковры	Ячейка для хранения СИЗ	1
Изолирующие подставки	Ячейка связи на ПС 35/10	1
Сигнализаторы напряжения	Бригадный автомобиль	4
Защитные ограждения	Ячейка для хранения СИЗ	1
Переносные заземления	Автомобиль допускающей бригады	2
Плакаты и знаки безопасности	Ячейка для хранения СИЗ	2 комплекта

К средствам индивидуальной защиты (СИЗ), применяемым в электроустановках также относятся:

- средства защиты головы (каска)
- средства защиты глаз и лица (очки и щитки защитные)
- средства защиты органов дыхания (противогазы и респираторы)
- средства защиты рук (перчатки, рукавицы)
- средства защиты от падения с высоты (пояса предохранительные)
- одежда специальная защитная (комплекты для защиты от эл. дуги).

## 7.2 Расчет защитного заземления

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетокопроводящих частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением. Защитное заземление применяется в сетях напряжением до 1000 В переменного тока – трехфазные трёхпроводные с изолированной нейтралью; однофазные двухпроводные, изолированные от земли; двухпроводные сети постоянного тока с изолированной средней

точкой обмоток источника тока; в сетях выше 1кВ переменного и постоянного тока с любым режимом нейтрали.

Заземление обязательно во всех электроустановках при напряжении 380В и выше переменного тока, 440 В и выше постоянного тока, а в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и наружных установках при напряжении 42 В и выше переменного тока, 110 В и выше постоянного тока; при любых напряжениях во взрывоопасных помещениях.

В зависимости от места размещения заземлителей относительно заземляемого оборудования различают два типа заземляющих устройств: выносное и контурное. При выносном заземляющем устройстве заземлитель вынесен за пределы площадки, на которой размещено заземляемое оборудование, при контурном заземляющем устройстве электроды заземлителя размещают по контуру (периметру) площадки, на которой находится заземляемое оборудование, а также внутри этой площадки.

В открытых электроустановках корпуса присоединяют непосредственно к заземлителю проводами. В зданиях прокладывается магистраль заземления, к которой присоединяют заземляющие провода. Магистраль заземления соединяют с заземлителем не менее чем в двух местах.

В качестве заземлителей в первую очередь следует использовать: естественные заземлители в виде проложенных под землей металлических коммуникации (за исключением трубопроводов для горючих и взрывчатых веществ, труб теплотрасс), металлических и железобетонных конструкций зданий, соединенных с землей, свинцовых оболочек кабелей, обсадных труб артезианских колодцев, скважин, шурфов и т. д.

В качестве естественных заземлителей подстанций и распределительных устройств рекомендуется использовать заземлители опор отходящих воздушных линий электропередачи, соединенных с заземляющим устройством подстанции или распределительным устройством с помощью грозозащитных тросов линий.



Если сопротивление естественных заземлителей удовлетворяет требуемым нормам  $R_3$ , то устройство искусственных заземлителей не требуется.

Когда естественные заземлители отсутствуют или использование их не дает нужных результатов, применяют искусственные заземлители: стержни из угловой стали размером 50x50, 60x60, 75x75 мм с толщиной стенки не менее 4 мм, длиной 2,5...3 м; стальные трубы диаметром 50...60 мм, длиной 2,5...3 м с толщиной стенки не менее 3,5 мм; прутковая сталь диаметром не менее 10 мм, длиной до 10 м и более.

Заземлители забивают в ряд или по контуру на такую глубину, при которой от верхнего конца заземлителя до поверхности земли остается 0,5...0,8 м. Расстояние между вертикальными заземлителями должно быть не менее 2,5...3 м.

Для соединения вертикальных заземлителей между собой применяют стальные полосы толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм<sup>2</sup> или стальной провод диаметром не менее 6 мм. Полосы (горизонтальные заземлители) соединяют с вертикальными заземлителями сваркой.

Магистраль заземления внутри зданий с электроустановками напряжением до 1000 В выполняют стальной полосой сечением не менее 100 мм<sup>2</sup> или сталью круглого сечения той же проводимости. Ответвления от магистрали к электроустановкам выполняют стальной полосой сечением не менее 24 мм<sup>2</sup> или круглой сталью диаметром не менее 5 мм.

#### 1. Расчёт естественного заземлителя:

Естественный заземлитель в месте его присоединения к заземляющему устройству должен обеспечивать протекание по нему наибольшего допустимого тока  $I_{дон}$ , кА, определяемого по формуле:

$$I_{дон} \leq j \cdot S, \tag{7.1}$$

где  $S$  – сечение естественного заземлителя, мм<sup>2</sup>;

$j$  – допустимая плотность тока, кА/мм<sup>2</sup>.

Допустимая плотность тока определяется:

- при времени протекания тока в одну секунду и менее

$$j = \frac{K_e}{\sqrt{t}}, \quad (7.2)$$

- при времени более одной секунды

$$j = 1,2 \cdot \frac{K_e}{\sqrt{t}}, \quad (7.3)$$

где  $t$  – время протекания тока, с;

$K_e$  – коэффициент (для стальных проводов и конструкций  $K_e = 0,07$ , для арматуры из железобетона  $K_e = 0,03$ ).

Ток замыкания на землю должен быть не менее полуторакратного тока срабатывания релейной защиты или трехкратного номинального тока предохранителей. Для снижения плотности тока до допустимых значений следует использовать искусственные заземлители.

## 2. Расчёт искусственного заземлителя:

Задача расчета – определение числа вертикальных электродов и соответствующее их размещение для получения нормируемого сопротивления заземляющего устройства ( $R_3$ ) при известных удельных сопротивлениях земли.

Согласно действующим ПУЭ сопротивление заземляющих устройств в случаях присоединения к заземляющему устройству нейтралей обмоток напряжением 380/220 В трансформаторов сопротивление контура заземления должно быть не более 4 Ом.

Расчет производится в следующем порядке:

1. Определение сопротивления одиночного вертикального электрода, в зависимости от расположения заземлителя.

Для вертикального заземлителя, из круглой стали, верхний конец уровня земли:

$$R_{BO} = \frac{\rho_{ps}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (7.4)$$

где  $\rho_{pe}$  – удельное сопротивление грунта вертикальных заземлителей, Ом·м;

$l$  – длина вертикального заземлителя, м;

$t$  – глубина заложения заземлителя, м;

$d$  – диаметр электрода, м;

Выбираем в качестве электрода прутковую сталь диаметром 20 мм, длиной 5 м.

В с.Войково Константиновского района Амурской области преобладает грунт – глинистый гравий, неоднородный. Согласно табличным данным удельное эквивалентное сопротивление грунта при влажности грунта 12%

$$\rho_{pe} = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

С учётом климатического коэффициента.

Величина удельного сопротивления грунта непостоянна и зависит от его влажности. Поверхностные слои грунта наиболее подвержены значительным изменениям влажности. Вследствие этого сопротивление заземлителя будет тем стабильнее, чем глубже он расположен в грунте. Для уменьшения влияния климатических условий на сопротивление заземлителя верхнюю часть заземлителя размещают в грунте на глубину не менее 0,7 м. Следовательно, заглубление стержня можно определить по формуле

$$t = \frac{l}{2} + t', \tag{7.5}$$

Где  $t'$  – глубина траншеи;

$$t' = 0,7 \text{ м}.$$

$$t = \frac{5}{2} + 0,7 = 3,2 \text{ м}.$$

$$R_{BO} = \frac{300}{2 \cdot \pi \cdot 5} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 5}{0,02} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 60,94 \text{ Ом.}$$

2. Определяем ориентировочное количество вертикальных заземлителей без учёта сопротивления заземлительной полосы

$$n_0 = \frac{R_{BO}}{R_3} \quad (7.6)$$

$$n_0 = \frac{60,94}{4} = 15,2$$

Принимаем  $n_0 = 16$ .

3. Определение сопротивления горизонтальной заземляющей полосы

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{pz}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (7.7)$$

где  $\rho_{pz}$  – удельное сопротивление грунта горизонтального заземлителя, Ом·м;

$b$  – ширина полосы, м.

Длину полосы можно определить по предварительному количеству вертикальных заземлителей. Если принять, что они размещены по замкнутому контуру, то длина полосы составит

$$l_{\Gamma} = K \cdot n_0, \quad (7.8)$$

где  $K$  – расстояние между соседними вертикальными заземлителями, м;

$n_0$  – предварительное количество вертикальных заземлителей.

$$l_{\Gamma} = 4 \cdot 16 = 64 \text{ м.}$$

Принимаем в качестве горизонтального заземлителя стальную полосу, толщиной 4 мм, шириной 40 мм.

$$R_{\Gamma} = \frac{300}{2 \cdot \pi \cdot 64} \cdot \ln \frac{2 \cdot 5^2}{0,04 \cdot 0,7} = 5,9 \text{ Ом.}$$

4. Сопротивление вертикальных заземлителей с учётом сопротивления растеканию тока соединительной полосы

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} - R_3} \quad (7.9)$$

$$R_B = \frac{5,9 \cdot 4}{5,9 - 4} = 16 \text{ Ом.}$$

5. Окончательное количество заземлителей

$$n = \frac{R_{BO}}{R_B \cdot \eta_c}, \quad (7.10)$$

где  $\eta_c$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей.

Так как токи, растекающиеся с параллельно соединённых одиночных заземлителей, оказывают взаимное влияние, возрастает общее сопротивление заземляющего контура, которое тем больше, чем ближе расположены друг к другу вертикальные заземлители. Это явление учитывается коэффициентом использования вертикальных заземлителей, величина которого зависит от типа и количества одиночных заземлителей, их геометрического размера и взаимного расположения в грунте.

$$n = \frac{60,94}{16} = 4.$$

6. Результирующее сопротивление заземляющего устройства

$$R_k = \frac{\frac{R_{BO} \cdot R_\Gamma}{n_0}}{\frac{R_{BO}}{n_0} + R_\Gamma} \leq R_n \quad (7.11)$$

$$R_k = \frac{\frac{60,94 \cdot 5,9}{4}}{\frac{60,94}{4} + 5,9} = 3,7 \leq 4 \text{ Ом.}$$

В качестве горизонтальных заземлителей выбрана прутковая сталь диаметром 20 мм, длиной 5 м. Количество горизонтальных заземлителей – 4. Заземлители расположены по замкнутому контуру, соединены между собой стальной полосой. Полоса толщиной 4 мм, шириной 40 мм соединяется с каждым заземлителем сварным соединением.

### 7.3 Грозозащита

Определяем ожидаемое количество поражений молнией в год зданий и сооружений высотой не более 60 м, не оборудованных молниезащитой, имеющих неизменную высоту, определяется по формуле:

$$N = \frac{(S + 3 \cdot h_x)(L + 3h_x) \cdot n}{10^6} \quad (7.12)$$

Где: S– Ширина защищаемого объекта.

L–длина защищаемого объекта.

$h_x$ – Высота сооружения по его боковым сторонам.

n–Среднее число поражений молнией 1 км<sup>2</sup>земной поверхности в год (средняя продолжительность гроз в Амурской области 60 часов, n=3,8)

Определяем ожидаемое число поражений молний за год.

$$N = \frac{(2,7 + 3 \cdot 2,4)(3,66 + 3 \cdot 2,9) \cdot 3,8}{10^6} = 0,005 \text{ ударов/год}$$

Это значит, 1 удар может случиться за 200 лет. Так как число ожидаемых ударов молнии мало, установка молниеотвода не требуется.

#### **7.4 Определение мест повторных заземлителей**

Размещение горизонтальных заземлителей на ВЛ - 380/220 В должно выполняться в соответствии с требованиями ПУЭ.

В населенной местности с одно- и двухэтажной застройкой ВЛ должны иметь заземляющее устройство, предназначенные для защиты от грозových перенапряжений. Сопротивление этих заземляющих устройств должны быть не более 30 Ом, а расстояние между ними не более 200 м для районов с числом грозových часов в год до 40 и 100 м при более 40 часов.

Кроме того, заземляющее устройство должно быть выполнено на опорах с ответвлениями – к вводам в помещениях, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школы, ясли, больницы и т.п.) или представляющих большую хозяйственную ценность (склады, мастерские, животноводческие помещения и пр.).

На концевых опорах линий, имеющих ответвления к вводам, наибольшее расстояние от соседнего защитного заземления должно быть не менее 100 м для районов с числом грозových часов более 40 часов.

К указанным заземляющим устройствам должны быть присоединены па деревянных опорах крюки и штыри, а на ж/б – арматура.

Для ВЛ 380 В необходимо выполнять повторное заземление. Общее сопротивление растеканию тока заземлителей всех повторных заземлителей нулевого рабочего провода каждой ВЛ в любое время года должно быть не более 10 Ом при напряжении 380 В. При этом сопротивление растеканию тока заземлителя каждого из повторных заземлителей должно быть не более 30 Ом.



## ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

### **8.1 Основная цель раздела**

В рамках дипломного проекта «Проект реконструкции внешнего электроснабжения с. Войково Константиновского района Амурской области» предусмотрены развитие сетей 0,38 кВ и реконструкция ТП 10/0,4 кВ.

При реализации проекта произойдет вложение определенного объема материальных средств и различных ресурсов, что безусловно отразится на себестоимости передачи электрической энергии в задействованной части энергосистемы. Таким образом, в данном разделе определяется, как изменится себестоимость транспорта и распределения 1 кВт ч электроэнергии в Центральных электрических сетях.

Цель данного раздела дипломного проекта – определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию системы электроснабжения села Войково. Для достижения поставленной цели в организационно-экономической части дипломного проекта решены следующие задачи: рассчитаны капиталовложения в реконструкцию и жизненный цикл проекта, а также определен срок окупаемости проекта.

### **8.2 Расчет затрат на реконструкцию системы электроснабжения**

Предлагаемая в дипломном проекте реконструкция системы электроснабжения СП ЦЭС Константиновского РЭС, предусматривает выполнение следующих мероприятий

На ТП 10/0,4 кВ установить:

КТПН – 4 шт.

Разъединители марки РЛНД-10 – 4 шт.

На ВЛ 0,4 кВ установить:

Опоры марки СВ-95 – 184 шт.

Провод маркой СИП 2А 3х50+1х54,6 – 5,275 км.

Провод маркой СИП 2А 3х16+1х25 – 0,930 км.

Кроме того, в ходе реконструкции необходимо демонтировать различные материалы и оборудование.

На ТП 10/0,4 кВ демонтировать:

МТП – 3 шт.

КТПН – 1 шт.

Трансформатор марки ТМ-250 - 2 шт. (пригодно для повторного использования)

Трансформатор марки ТМ-160 - 1 шт. (пригодно для повторного использования)

Трансформатор марки ТМ-100 - 1 шт. (пригодно для повторного использования)

На ВЛ-0,4 кВ демонтировать:

Стойки деревянные марки С-100 – 156 шт.

Стойки железобетонные марки СВ-95 – 14 шт. (пригодно для повторного использования)

Провод марки АС 4 х 35 – 5,856 км.

Расчет капиталовложений в реконструкцию, предусматривающую замену провода выполнен на основании оборудования, выбранного в основной части дипломного проекта. Стоимость вводимого оборудования определена по укрупненным нормативам и прайс-листам заводов-изготовителей с применением коэффициентов инфляции. Кроме того, в соответствии с действующими нормативными

документами определены сроки службы вводимого оборудования и годовые размеры амортизационных отчислений по каждому виду оборудования. Результаты расчетов приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Расчет инвестиций в реконструкцию внешнего электроснабжения с. Войково, Константиновского района

Наименование оборудования (тип, марка)	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед. (тыс.руб.) (2018 г)	Всего (тыс.руб)	Срок Службы (лет)
ТП 10/0,4 кВ					
КТПН-10/0,4 кВ	шт	4	198,9	795,6	15
РЛНД-10	шт	4	8,1	32,4	15
Итого по ТП 10/0,4кВ				828	
ВЛ-0,4 кВ					
СВ-95	шт	184	7,9	1453,6	40
СИП 2А 3x50+1x54,6	км	5,275	140,3	740,08	40
СИП 2А 3x16+1x25	км	0,930	62,6	58,2	40
Итого по ВЛ-0,4 кВ				1259,11	
Всего				3510,99	

Общая сумма затрат на реализацию проекта составляет 3,51 млн. рублей.

Данный инвестиционный проект по своему масштабу относится к категории мелких инвестиционных проектов.

### **8.3 Жизненный цикл проекта**

График реализации проекта включает в себя стадии проектирования, строительства, освоения и ликвидации объекта. В связи с этим расчет эффективности инвестиций необходимо проводить для расчетного периода, охватывающего все эти стадии.

Для расчетов приняты следующие допущения:

- продолжительность проектирования объекта – один год;
- реконструкция – (инвестиционная стадия) – один год;
- сроки полезного использования (эксплуатации) установлены в течение 40 лет (по максимальному сроку службы вводимого оборудования);
- ликвидационный период не предусмотрен, так как предполагается, что по истечении срока эксплуатации какого-либо оборудования будет составлен бизнес-план на его замену.

На основании изложенного жизненный цикл предлагаемого проекта будет равен 15 годам ТП 10/0,4кВ и 40 годам воздушные линии электропередач.

### **8.4 Определение текущих эксплуатационных затрат**

Далее выполнен расчет системного эффекта, эксплуатационных затрат, выручки от реализации услуг по передаче электрической энергии, определено движение потоков наличности, а также результирующий эффект и срок окупаемости предлагаемого проекта с учетом принятого плана маркетинга. Для определения экономической эффективности рассчитан результирующий эффект по годам расчетного периода и простой срок окупаемости.

Эксплуатационные издержки включают в себя затраты на капитальный ремонт и текущий ремонт оборудования, а также стоимость потерь электроэнергии.

Системный эффект от реализации проекта достигается за счет следующих мероприятий:

- снижения потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ;

- снижения потерь за счет исключения недоотпуска ЭЭ
- снижения постоянных затрат на эксплуатацию линий 0,4 кВ;
- реализации демонтируемого оборудования;
- увеличения полезного отпуска электроэнергии.

Определение текущих эксплуатационных затрат на оплату труда.

$$Z = N_d \cdot T_c \cdot R_k \cdot H_z \quad (8.1)$$

Где:  $N_d$  – Количество человеко-дней работы персонала.

$T_c$  – Дневная тарифная ставка.

$R_k$  – Районный коэффициент.  $R_k = 1,3$

$H_z$  – Начисление на зарплату  $H_z = 1,3$

Количество человеко-дней в году:

$$N_d = N \cdot n_{p+d} \cdot 12 \quad (8.2)$$

Где:  $N$  – Количество работников, обслуживаемых электроустановку;

$n_{p,d}$  – количество рабочих дней.

$$N_d = 4 \cdot 21 \cdot 12 = 1008 \text{ чел. дней}$$

Дневная тарифная ставка.

$$T_c = \mathcal{C}_{m.c.} \cdot n_{\text{ч}} \quad (8.3)$$

Где:  $\mathcal{C}_{t.c.}$  – часовая тарифная ставка.

$n_{\text{ч}}$  – количество рабочих часов в сутки.

$$T_c = 80 \cdot 8 = 640 \text{ руб.}$$

Определяем затраты на оплату труда. По формуле 7.1

$$З=1008 \cdot 640 \cdot 1,3 \cdot 1,3= 1090253 \text{ руб.}$$

Определяем амортизацию оборудования.

$$A = \frac{B_c \cdot N_a}{100} \quad (8.4)$$

Где:  $B_c$ - балансовая стоимость основных фондов.

$N_a$ -норма амортизационных отчислений.  $N_a=11,1 \%$

$$A = \frac{3510990 \cdot 11,1}{100} = 389720 \text{ руб.}$$

Определяем затраты на ремонт.

$$P = \frac{B_c \cdot N_p}{100} \quad (8.5)$$

Где:  $B_c$ - балансовая стоимость основных фондов.

$N_p$ – отчисления на ремонт.  $N_p=10\%$

$$P = \frac{3510990 \cdot 10}{100} = 351099 \text{ руб}$$

Определяе прочие расходы .  $П_p=1\%$  от КВ

$$П_p=0,01 \cdot 351099=35110 \text{ руб.}$$

Определяем эксплуатационные затраты для проектного оборудования.

$$З_{э.проекта} = З + A + P + П_p \quad (8.6)$$

$$З_{э.проекта} = 1090253 + 389720 + 351099 + 351110 = 2182182 \text{ руб.}$$

## 8.5 Расчет окупаемости проекта

С целью повышения надежности электроснабжения экономический эффект образуется: 1. За счет сокращения недоотпуска электроэнергии в результате отключений ; 2. За счет экономии затрат на оплату труда аварийной бригаде (снижение время на восстановления электроснабжения в результате сокращения количества и продолжительности аварийных отключений); 3. Снижается ущерб от перерывов в электроснабжении.

Определяем годовой экономический эффект от повышения надежности электроснабжения по формуле.

$$\Delta D = C_{\text{э}}^H + OT_{\text{а.б.}} + Y_{\text{потр.}} \quad (8.7)$$

Где:  $C_{\text{э}}^H$  – стоимость недоотпущенной электроэнергии за время перерыва в электроснабжении (расчитывается по отпускному тарифу)

$OT_{\text{а.б.}}$  – экономия затрат на оплату труда по часам аварийной бригаде

$Y_{\text{потр.}}$  – экономический ущерб потребителей от перерыва в электроэнергии.

Определяем стоимость недоотпущенной электроэнергии за время перерыва по формуле:

$$C_{\text{э}}^H = Q \cdot t \cdot Ц \quad (8.8)$$

Где: Q – Количество недоотпущенной электроэнергии (за 1 час)

T – время недоотпуска электроэнергии

Ц – Цена за 1 кВт·ч.

$$C_{\text{э}}^H = 241 \cdot 32 \cdot 5,44 = 41953 \text{ руб.}$$

Определяем затраты на оплату труда по часам аварийной бригаде

$$OT_{\text{а.б.}} = t \cdot Ч_{\text{т.с.}}$$

$$OT_{\text{а.б.}} = 29 \cdot 80 = 2320 \text{ руб.}$$

Определяем экономический ущерб потребителей от перерыва в электроэнергии.

$$Y_{\text{потр.}} = Y_{\text{П.э.}} \cdot t \quad (8.9)$$

Где:  $Y_{\text{П.э.}}$  – ущерб от перерывов в электроснабжении

$$Y_{\text{потр.}} = 200 \cdot 32 = 6400 \text{ руб.}$$

Определяем годовой экономический эффект от повышения надежности электроснабжения

$$\Delta D = 41953 + 2320 + 6400 = 50673 \text{ руб.}$$

Определяем годовой экономический эффект по формуле:

$$\mathcal{E}_Г = \mathcal{Z}_{\text{Э.Б.}} - \mathcal{Z}_{\text{э.проекта}} + \Delta D \quad (8.10)$$

$$\mathcal{E}_Г = 2869245 - 2182182 + 50673 = 737736 \text{ руб.}$$

Определяем срок окупаемости проекта по формуле:

$$T_o = \frac{KB}{\mathcal{E}_Г} \quad (8.11)$$

$$T_o = \frac{3510990}{737736} = 4,7 \text{ лет.}$$

Определяем коэффициент общей экономической эффективности капитальных вложений по формуле:

$$\mathcal{E}_o = \frac{\mathcal{E}_Г}{KB} \quad (8.12)$$

$$\mathcal{E}_o = \frac{737736}{3510990} = 0,210$$



Таблица 8.2 Экономические показатели реконструкции системы электроснабжения зернового двора

Показатели	Значения
Стоимость капитальных вложений тыс. руб.	3510,99
Эксплуатационные затраты проектного оборудования тыс. руб.	2182,18
Годовая экономическая эффективность тыс.руб.	737,73
Коэффициент общей экономической эффективности капитальных вложений	0,210
Срок окупаемости лет	4,7

Несмотря на увеличение себестоимости передачи электроэнергии по Центральным Электрическим Сетям, можно сделать вывод о целесообразности реконструкции системы электроснабжения. Получается увеличение полезного отпуска электроэнергии, уменьшаются потери электроэнергии, снижается недоотпуск электроэнергии потребителям. Как следует из полученных расчетов, затраты на реконструкцию системы электроснабжения зернового двора окупятся за 3,2 лет с момента ввода в эксплуатацию проектируемого объекта. Это вполне допустимые сроки окупаемости инвестиций в реконструкцию электроснабжения села.

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 9.1 Безопасность

Для этого пункта мы рассмотрим охрану труда и технику безопасности при обслуживании различного электрооборудования.

Капитальный ремонт РУ выше 1000 В следует проводить, руководствуясь технологическими картами и проектом производства работ (ППР).

При ремонте РУ необходимо твердо знать меры безопасности при выполнении работ, а так же инструкции по обслуживанию оборудования.

Для безопасного проведения работ должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- выдача наряда или распоряжения на производство работ;
- выдача разрешения на допуск;
- допуск;
- надзор при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе, окончания работы.

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

- проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;
- вывешены запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление;

- ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешены на ограждениях плакаты и знаки безопасности.

Работы необходимо выполнять по наряду-допуску или распоряжению, не допуская расширения рабочих мест и объема задания. В сомнительных случаях следует получить разъяснение мастера, выдающего задание. При получении задания на незнакомую работу необходимо пройти дополнительный целевой инструктаж о безопасных приемах ее выполнения. Не следует выполнять распоряжения, если их выполнение может вызвать опасность для себя или окружающих.

Приступать к работе можно только после допуска и инструктажа на рабочем месте. В случае изменения состава бригады производитель работ обязан проинструктировать работников, введенных в состав бригады.

Производитель работ должен вести надзор за соблюдением требований безопасности и находиться на том участке, где выполняется наиболее опасная работа.

В процессе работы производителю работ необходимо следить за наличием, исправностью и правильным применением необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений, а также за сохранностью на рабочем месте ограждений, знаков и плакатов безопасности, запирающих устройств.

В случае необходимости ухода с рабочего места производителя работ бригада должна быть удалена с рабочего места и закрыта дверь РУ на замок.

Члены бригады могут уйти с рабочего места только с разрешения производителя работ.

Приступать к работе членам бригады после временной отлучки и после любого перерыва в работе можно только с разрешения производителя работ.

Перевод на другое рабочее место в электроустановках выше 1000 В подстанции должен осуществлять допускающий или производитель работ, если ему это поручено с записью в наряде.

При выполнении работы располагаться около не огражденных токоведущих частей 6-10 кВ, находящихся под напряжением, нужно так, что бы они не находились сзади или с двух боковых сторон. Приближаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением можно на расстояния не менее указанных в [1]. К изоляторам оборудования, находящегося под напряжением, можно прикасаться, только применяя электрозщитные средства, соответствующие значению рабочего напряжения. При использовании электрозщитных средств допускается приближение к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

При работе на участках отключенных токоведущих частей и на изолированных от земли металлических предметах в зоне влияния электрического поля для снятия наведенного потенциала их необходимо заземлять.

Прикасаться к отключенным, но не заземленным токоведущим частям можно только с применением средств защиты. Ремонтные приспособления и оснастка, которые могут оказаться изолированными от земли, так же должны быть заземлены. Для защиты от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и электромагнитного поля необходимо применять электрозщитные средства.

Электрозщитными средствами необходимо пользоваться в электроустановках напряжением не выше того, на которое они рассчитаны. Пользоваться можно только теми средствами защиты, у которых не истек срок очередного испытания. Перед применением эти средства должны быть осмотрены для определения их пригодности.

Изолирующие средства защиты и приспособления в процессе работы должны быть защищены от увлажнения. В открытых электроустановках ими можно пользоваться только в сухую погоду. В случае отсыревания их необходимо изъять из употребления. Средства защиты из резины в процессе работы должны быть защищены от воздействия масел, бензина и других разрушающих резину веществ, а так же от прямого воздействия солнечных лучей.

При работе в диэлектрических перчатках края их нельзя подворачивать, рукава одежды должны частично находиться внутри перчаток. При работе вне помещения в холодное время под резиновые перчатки следует надевать тонкие шерстяные или хлопчатобумажные перчатки.

Переносные заземления, подлежащие установке на токоведущие части, необходимо осмотреть, при разрушении контактных соединений, повреждении проводников, их расплавлении или обрыве жил переносные заземления следует изъять из употребления.

В установках выше 1000 В устанавливать и снимать переносные заземления, а так же закреплять зажимы переносных заземлений необходимо в диэлектрических перчатках, применяя штангу.

При работе под напряжением до 1000 В необходимо применять инструмент с изолирующими рукоятками.

При необходимости проведения работ на высоте 1 м и выше от уровня земли (рабочей площадки) необходимо применять предохранительный пояс. При этом необходимо получать инструктаж и четко знать, как и где подниматься, к чему и как крепить стропы пояса.

При работах, когда не представляется возможным закрепиться стропом предохранительного пояса за конструкцию, опору и т.п., следует пользоваться страховочным канатом, предварительно заведенным за конструкцию, делать опоры и т.п. Выполнять эту работу должны двое, второй человек должен по мере необходимости медленно опускать или натягивать страховочный канат.

Следует применять предохранительный монтерский пояс со стропом из технической капроновой ленты или аналогичного материала. Пояс, подвергшийся динамическому рывку, необходимо изъять из употребления.

При проведении сварочных работ необходимо применять предохранительный пояс со стропом из металлической цепи.

Необходимо уметь пользоваться в случае необходимости противогазом и респиратором. Респиратор предназначен для индивидуального пользования и передавать его другому работнику можно только после дезинфекции.

При работе необходимо пользоваться исправными инструментами, приспособлениями и применять их по назначению. При обнаружении непригодности необходимо изъять из употребления и поставить в известность об этом начальника подстанции.

Разрешается использовать ручной инструмент с заостренными кольцами (напильники, шаберы и др.) если на его рукоятках имеются металлические бандажные кольца.

При работе клиньями или зубилом с помощью кувалд необходимо применять клинодержатели с рукояткой длиной не менее 0,7 м [3].

При работе с инструментом ударного действия необходимо пользоваться защитными очками для защиты глаз от твердых частиц.

Подавать что-либо на конструкцию или оборудование следует с помощью бесконечного каната, веревки или шнура, надежно закрепив подаваемые предметы, стоящий внизу работник (электрослесарь) должен удерживать канат для предотвращения его раскачивания или приближения к токоведущим частям.

Инструмент на рабочем месте необходимо располагать так, что бы он не скатывался и не падал.

При переноске и перевозке острые части инструмента должны быть защищены. Непосредственно перед применением инструмент необходимо осмотреть и не использовать неисправный.

При работе абразивным и альборовым инструментом необходимо использовать только поверхности инструмента, предназначенные для обработки.

Затачиваемый предмет должен подводиться к кругу плавно, без ударов; нажимать на круг следует без усилий. Не допускается тормозить вращающийся круг нажимом на него каким-либо предметом, а также использовать рычаг для

увеличения усилия нажима обрабатываемых деталей на шлифовальный круг. Полировать и шлифовать мелкие детали следует с применением специальных приспособлений и оправок.

Кабель электроинструмента необходимо защищать от случайного повреждения и от соприкосновения его с горячими, влажными и масляными поверхностями. Необходимо избегать натягивание кабеля, его перекручивания и перегибания, а так же не ставить на него груз, не допускать пересечения со шлангами и кабелем газозлектросварки.

При внезапной остановке электроинструмента (исчезновение напряжения в сети, заклинивание движущих частей и т.п.) необходимо отключать его выключателем. При переносе электроинструмента с одного рабочего места на другое, а так же при перерыве в работе и окончания ее, инструмент необходимо отсоединить от штепсельной вилкой.

При использовании переносного ручного электросветильника необходимо следить, что бы провод светильника не касался влажных, горячих и масляных поверхностей.

Если во время работы обнаружится неисправность электролампы, провода или трансформатора, необходимо заменить их исправным, предварительно отключив от электросети.

Установленные при подготовке рабочих мест заземления, плакаты и ограждения необходимо сохранять на местах их установки. Временное снятие и повторную установку заземлений следует выполнять в соответствии с указанием в наряде.

Необходимо постоянно следить за надежностью присоединения и исправностью заземления устройства и заземлений.

На рабочем месте не должно быть посторонних предметов. Используемые материалы, приспособления, оборудование не должны загромождать пути эвакуации.

Находящиеся на рабочем месте средства пожаротушения должны быть доступны и готовы к применению [6].

## **9.2 Экологичность**

В этом разделе произведен расчет шума создаваемый трансформатором.

Необходимость расчета шума, создаваемого трансформатором может возникнуть в двух случаях [9]:

- 1) при реконструкции действующей ПС;
- 2) при проектировании новой подстанции (ПС).

В своей дипломной работе я проектировал новые ТП и выбрал несколько трансформаторов. Для них я и произведу расчет на шум.

При проектировании новой подстанции необходимо определить ее расположение относительно прилегающей к ПС территории.

Также если шум на трансформаторной подстанции будет превышать нормы СанПиНа, то необходим произвести меры, в которые могут входить насаждения зеленых заграждений в которые могут входить как деревья так и другая растительность (кустарники травы), а также выбор других трансформаторов. Деревья и другая растительности в зависимости от количества трансформаторов могут садить в две полосы, а также различной ширины.

Ниже приведем в таблицу 38 необходимые данные по расчету шума трансформатора



Таблица 9.1 - Данные к расчету шума создаваемого трансформаторами

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М)	630	10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов- интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М)	1000	10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов- интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек

При реконструкции действующей ПС, когда увеличивается мощность силовых ТМ, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума.

Рассмотрим случай, когда ТМ установлены на открытой территории ПС. Данная задача часто встречается при размещении ПС в сельской местности, когда ее необходимо разместить рядом с сельским населенным пунктом.

#### *Порядок расчета шума на примере проектировании новой подстанции*

1. Согласно санитарным правилам и нормам СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов. Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям домов отдыха составляет:  $ДУ_{L_A} = 45$  дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла уровень звуковой мощности составляет ( $S_{ном} = 630$  кВА,  $U_{ном} = 10$  кВ), согласно:

$$L_{WA} = 70 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{WA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$ .

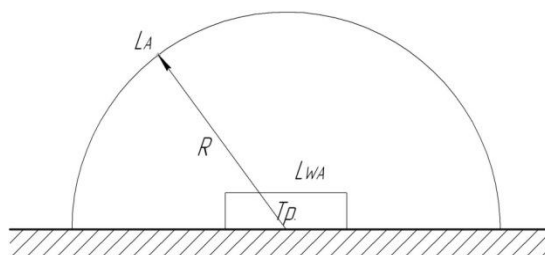


Рисунок 9.1 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (9.1)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $m^2$ ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30$  м) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (9.2)$$

где  $S = \pi R^2$ .

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 6. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l$  - известно (из проекта).

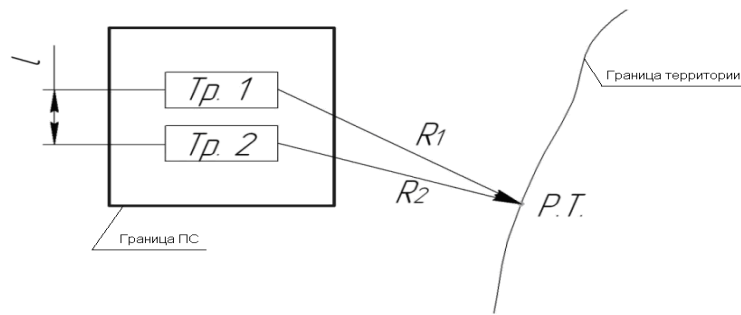


Рисунок 9.2 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{Wai}}, \quad (9.3)$$

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 110} = 73,01.$$

где  $N$  - количество источников шума ;

$L_{Wai}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = DV_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде

$$DV_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (9.4)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - DV_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (9.5)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(73,01-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 12 \text{ м} .$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{\text{СЗ}}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

*Порядок расчета шума на примере проектировании новой подстанции с трансформатором ТМ-250/10*

1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{\text{WAS}} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{\text{W}Ai}} , \quad (9.6)$$

$$L_{\text{WAS}} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 110} = 76,01 .$$

где  $N$  - количество источников шума ;

$L_{\text{W}Ai}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде

$$\Delta Y_{L_A} = L_{\text{WAS}} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} . \quad (9.8)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{\text{WAS}} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}} , \quad (9.8)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(76,01-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 18 \text{ м} .$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{\text{сз}}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

### 9.3 Чрезвычайные ситуации

В соответствии с правилами указанными в документе Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 “О противопожарном режиме“ [10].

К первичным средствам пожаротушения относятся все виды огнетушителей, внутренние пожарные краны, ящики с песком, асбестовые полотна, войлок, кошма.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории, производственных зданиях, на строительных площадках и т.п. должны устанавливаться специальные щиты. Пожарные щиты должны устанавливаться на видных и доступных местах. Отдельное размещение огнетушителей с учетом их конструктивных особенностей допускается в небольших помещениях.

Огнетушители, асбестовое, войлочное полотно и ящики с песком, установленные вне помещений должны быть защищены от воздействия атмосферных осадков, а огнетушители и от воздействия солнечных лучей.

Песок должен храниться в металлических ящиках вместимостью 0,5 м, укомплектованных совковой лопатой или большим совком (в тесных помещениях). Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание в него осадков. Песок должен быть постоянно сухим, сыпучим, без комков и посторонних примесей. Один раз в год песок необходимо перемешивать и удалять камни.

Проверка состояния и готовности к действию асбестового полотна (войлока, кошма) должны производиться не реже двух раз в год.

Пенный огнетушитель ОХП-10 предназначен для тушения начинающихся небольших пожаров и загораний твердых веществ и материалов, небольших

разливов горючих жидкостей, кроме электрооборудования, находящихся под напряжением.

Углекислотные огнетушители ОУ-2 и ОУ-5 предназначены для тушения небольших пожаров и загораний, в том числе электроустановок, находящихся под напряжением не выше 1000 В.

При тушении электроустановок, находящихся под напряжением углекислотными или порошковыми огнетушителями, необходимо соблюдать следующие меры безопасности :

- расстояние от огнетушителя до токоведущих частей должно быть не менее одного метра;
- обязательное использование диэлектрических перчаток и галош (бот);
- нельзя прикасаться к раструбу углекислотного огнетушителя во избежание обмороживания руки или части тела.

Территория открытого распределительного устройства (ОРУ) должна постоянно содержаться в чистоте и систематически очищаться от различных отходов и мусора. Запрещается

использовать противопожарные разрывы между зданиями под складирование материалов, оборудования, тары и для стоянки автомашин и спецмеханизмов.

Хранение оборудования и других материалов вплотную к зданиям не разрешается.

Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии.

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

Запрещается на территории без согласования с пожарной охраной сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

На территории ОРУ следует периодически скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение и сжигание высушенной травы на территории подстанции и на прилегающей площадке на расстоянии ближе 100 м. Запрещается выжигать сухую траву на территории подстанции и прилегающих к ограждению площадках.

Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение. Уплотнения должны выполняться в кабельных лотках в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления лотков и через каждые 50 м по длине. Места уплотнения кабельных лотков должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. В кабельных лотках в качестве огнестойких уплотнений допускается применять пояса из песка длиной не менее 0,3 метра.

Пожарная безопасность трансформаторов обеспечивается:

- соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ и заводскими инструкциями;
- соблюдением норм качества масла, его изоляционных свойств и температурных режимов;
- качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования устройств автоматики и защиты.

Маслоприемные устройства под трансформаторами, маслопроводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторе должна проверяться работа маслопроводов.

Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки без разрывов высотой не менее 150 мм под землей. В местах выкатки трансформаторов бортовое ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала, легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением.



Запрещается использовать стенки кабельных каналов в качестве бортового ограждения маслоприемников.

Горловина выхлопной трубы трансформатора не должна быть направлена на рядом (ближе 30 м) установленное оборудование и сооружения, а также пути прохода персонала.

Тушение пожара в помещениях с электроустановками, находящимися под напряжением до 10 кВ, всеми видами пен с помощью ручных средств запрещается, так как пена и раствор пенообразователя обладают повышенной электропроводимостью.

При необходимости тушения пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (туннеля) пеной, производится предварительное закрепление пеногенераторов, их заземление, а также насосов пожарных машин. Водитель пожарной машины должен работать в диэлектрических ботах и перчатках.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Во время выполнения данной дипломной работы мною были рассмотрены помимо типовых вопросов электроснабжения также вопросы электробезопасности и экономики, решен ряд задач по оборудованию питающих подстанций. Результатом проделанной работы, а именно проектирования системы электроснабжения, была разработана новая система электроснабжения села Войково, Константиновского района Амурской области.

В данном курсовом проекте был рассмотрен порядок расчёта электроснабжения производственных и бытовых объектов. Были определены места расположения трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, рассчитаны нагрузки на каждую подстанцию. На основании полученных результатов был осуществлен выбор наиболее оптимальных характеристик трансформаторных подстанций.

Также в ходе расчетов были выбраны марки и сечения проводов ВЛ 0,38 кВ, выбрана защитная аппаратура, которая обеспечивает защиту трансформаторов от перегрузок и коротких замыканий. Был осуществлен расчет системы заземления подстанций, проведено экономическое исследование проекта.

По итогам данного дипломного проекта можно сказать, что есть необходимость применить на практике данные мероприятия по реконструкции внешнего электроснабжения села Войково Константиновского района Амурской области, а также имеется гарантированная возможность в кратчайшие сроки окупить подобное капиталовложение.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Алиев, И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию / И. И. Алиев. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 2012. – 122 с.
- 2 Алиев, И. И. Электротехнический справочник. – М.: ИП РадиоСофт, 2002.– 562 с.
- 3 Барыбин, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения /Ю.Г. Барыбин. –М.: Энергоатомиздат, 1990. – 239 с.
- 4 Герасимов, В. Г. Инструкция по проектированию электроснабжения городов / В. Г. Герасимов. – М.: Энергия, 2005. – 696с.
- 5 ГОСТ Р 50254-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Госстандарт,1992.
- 6 ГОСТ Р54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах общего назначения. – М.: Стандартиформ, 2013.
- 7 Дубинский, Г. Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением до 1000 В – М.: Солон-Пресс, 2011. – 400 с.
- 8 Кудрин, Б. И. Электроснабжение – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 9 Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005 – 481 с.
- 10 Куско, А. Е. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии – М.: Додэка XXI, 2011. – 336 с.
- 11 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: ЭНАС, 2016. – 192с.
- 12 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев. – 4-е изд., – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 508 с.

- 13 Правила устройства электроустановок (ПУЭ): Все действующие разделы. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2013.;
- 14 Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. – М.: Электроэнергетики, 2010. – 344 с.
- 15 Суворин, А. В. Электрические схемы электроустановок – Ростов на Дону: Феникс, 2014, – 541 с.
- 16 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий: Учеб. для студ. сред. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2006.
- 17 Сибикин, Ю. Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. – М.: Форум, Инфра-М, 2015. – 384 с.
- 18 Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения – М.: Дрофа, 2013. – 288 с.
- 19 Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. Учебное пособие – М.: Форум, 2014. – 216 с.
- 20 Электротехнический справочник. – 3-й том, 9 изд. / под ред. В.Г. Герасимова, – М.: «Энергосоюз», 2004. – 964 с.
- 21 Юндин, М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства - М.: Лань, 2011. – 320 с.
- 22 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.
- 23 Кукин, П. П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда) / П. П. Кукин, В. Л. Лапин, Н. Л. Пономарев. Учеб. пособие для вузов., 2-е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2002. – 319 с.