

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка городского типа
Новорайчихинск Бурейского района Амурской области

Исполнитель
студент группы 742об3

подпись, дата

М.Е. Кулинич

Руководитель
профессор,
канд.техн.наук, доцент

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения поселка городского типа Новорайчихинск Бурейского района Амурской области

(утверждена приказом от 19.05.2021г. №575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС Новорайчиха, схема сетей 0,4-10 кВ и перечень потребителей пгт Новорайчихинск

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, расчёт электрических нагрузок потребителей посёлка Новорайчихинск, выбор трансформаторных подстанций, разработка системы электроснабжения 10 кВ, разработка системы электроснабжения 0,4 кВ, расчет токов короткого замыкания, выбор электрических аппаратов в РУ 10 кВ ПС Новорайчиха, выбор электрических аппаратов на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, релейная защита линий 10 кВ, заземление ТП 10/0,4 кВ, экономическое обоснование реконструкции, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): план района реконструкции, однолинейная схема сети 10 кВ, схемы вариантов электроснабжения 10 кВ, план трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ ТП-7, однолинейная схема ТП-7 и расчёт токов КЗ в сети 10 кВ, микропроцессорная защита ВЛ 10 кВ.

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

7. Дата выдачи задания _____
Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 122 с, 10 рисунков, 37 таблиц, 31 источник.

РАСЧЕТНАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТАРИФ ПОКУПКИ ПОТЕРЬ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, УДАРНЫЙ ТОК, ВЕРОЯТНОСТЬ ОТКАЗА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТЫ.

В бакалаврской работе рассмотрены вопросы электроснабжения посёлка Новорайчихинск Амурской области. Работа содержит общую характеристику посёлка, электроснабжение посёлка, расчет и выбор КТП, расчёт токов КЗ и выбор оборудования, релейная защита и автоматика, расчёт заземления, эксплуатация электрооборудования систем электроснабжения, безопасность жизнедеятельности, экологические требования к проектируемому объекту, экономическое обоснование.

При проектировании схемы электроснабжения были учтены многочисленные факторы:

- определена расчетная нагрузка;
- определен центр электрических нагрузок;
- произведено технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения. По минимальным затратам был выбран наиболее оптимальный вариант (радиальная схема);
- произведен выбор оборудования и аппаратов защиты.

В бакалаврской работе были рассмотрены вопросы эксплуатации электрооборудования, релейной защиты, экономики, безопасности жизнедеятельности и экологии.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение.....	8
1 Общая характеристика района проектирования	11
1.1 Характеристика потребителей района проектирования	11
1.2 Характеристика климата района проектирования.....	12
2 Расчёт электрических нагрузок потребителей посёлка Новорайчихинск	13
2.1 Определение расчетных нагрузок на вводах к потребителям.....	13
2.2 Расчетные нагрузки на вводах коммунально-бытовых потребителей	14
2.3 Расчетные нагрузки на вводах в производственные, общественные и коммунальные предприятия, здания и сооружения	15
2.4 Определение нагрузок уличного и наружного освещения	17
3 Выбор трансформаторных подстанций	19
3.1 Проектирование оптимального размещения трансформаторных подстанций.....	19
3.2 Расчет и выбор числа и мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ..	22
4 Разработка системы электроснабжения 10 кВ	28
4.1 Выбор и обоснование схемы сетей-10 кВ	28
4.2 Определение расчётных электрических нагрузок на напряжении 10 кВ ..	28
4.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов	31
5 Разработка системы электроснабжения 0,4 кВ	38
5.1 Расчет нагрузок на участках сети 0,4 кВ	38
5.2 Конструкция распределительной сети 0,4 кВ	44
5.3 Расчет и выбор марок и сечений распределительных линий 0,4 кВ	44
6 Расчет токов короткого замыкания	48
6.1 Расчетная схема и схема замещения электрической сети	48
6.2 Расчёт параметров схемы замещения 10 кВ.....	49
6.3 Расчет токов трехфазного короткого замыкания 10 кВ.....	51
6.4 Расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях до 1 кВ ..	53

7	Выбор электрических аппаратов на стороне 10 кВ ПС Новорайчиха.....	57
7.1	Выключатели 10 кВ	57
7.2	Трансформаторы тока 10 кВ	59
7.3	Трансформаторы напряжения 10 кВ	61
7.4	Ограничители перенапряжения 10 кВ	62
7.5	Опорные изоляторы ЗРУ 10 кВ	63
7.6	Жесткая ошиновка 10 кВ.....	64
8	Выбор электрических аппаратов на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ	66
8.1	Разъединители 10 кВ.....	66
8.2	Выключатели нагрузки 10 кВ	68
8.3	Предохранители 10 кВ.....	70
8.4	Автоматические выключатели 0,4 кВ	71
9	Релейная защита линий 10 кВ.....	74
9.1	Максимальная токовая защита	74
9.2	Токовая отсечка	76
9.3	Защита нулевой последовательности.....	78
10	Заземление трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ	80
11	Экономическое обоснование реконструкции	84
11.1	Расчет капиталовложений	84
11.2	Расчет затрат на эксплуатацию электросетей	86
11.3	Расчет численности персонала	87
11.4	Расчет заработной платы	88
11.5	Себестоимость электроэнергии	89
11.6	Выручка от реконструкции сетей.....	91
11.7	Окупаемость затрат.....	92
12	Безопасность и экологичность.....	96
12.1	Безопасность.....	96
12.1.1	Меры безопасности при замене кабельных линий 0,4 кВ	96
12.1.2	Меры безопасности при замене воздушных линий 0,4-10 кВ	98

12.2 Экологичность	100
12.3 Чрезвычайные ситуации.....	103
13 Надёжность сети 10 кВ	109
Заключение	117
Библиографический список	120

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЛЗ – воздушные линии электропередачи напряжением 6-20 кВ выполняемые защищенными проводами;

ВЛИ – воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами;

ВН – высокое напряжение;

ГН – график нагрузки

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция ;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

РЗ – релейная защита;

СИП – самонесущие изолированные провода;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЦЭН - центр электрических нагрузок.

ВВЕДЕНИЕ

Электроснабжение производственных предприятий и населённых пунктов в сельской местности имеет свои особенности по сравнению с электроснабжением промышленности и городов. Главная из них – это необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных по большой территории. В результате протяжённость сетей в расчёте на единицу мощности потребителей во много раз превышает эту величину в других отраслях народного хозяйства.

От рационального решения проблемы электроснабжения сельского хозяйства в значительной степени зависит экономическая эффективность применения электроэнергии в сельском хозяйстве и быту сельского населения.

Достигнутый уровень развития электрических сетей сельского хозяйства позволил электрифицировать практически всех потребителей. Существующие сети в основном магистральные. По линиям 10 кВ питается большинство потребителей.

В существующих распределительных сетях 0,4 кВ поселка Новорайчихинск за 2019-2020 года отмечен уровень потерь от хищений электроэнергии (сверхнормативные потери электроэнергии) по тарифной группе население в размере 22% (около 350 тыс.руб в год) от отпуска электроэнергии в сеть. Данная величина сверхнормативных потерь электроэнергии может быть полностью сокращена за счёт применения современных приборов учёта электроэнергии и проводов СИП.

Также в существующих распределительных сетях 0,4 кВ поселка Новорайчихинск за 2019-2020 года отмечен уровень технологического расхода на передачу электроэнергии (нормативные потери электроэнергии) в размере 17% (около 300 тыс.руб в год) от отпуска электроэнергии в сеть. Данная величина нормативных потерь электроэнергии может быть снижена за счёт применения современных проводниковых материалов и обновления электросетевого имущества.

Среди крупных потребителей выделяются следующие юридические лица - ООО «Амурская Угольная Компания», ООО «Ремонтник», АО «Агромех». Реконструкция системы электроснабжения пгт Новорайчихинск Бурейского района Амурской области также улучшит надёжность электроснабжения крупных потребителей и снизит ущерб от недоотпуска, исключит штрафные иски от перерыва электроснабжения по вине владельца электросетевого имущества.

Актуальность работы состоит в необходимости провести реконструкцию сетей 0,4 – 10 кВ Новорайчихинского района в связи с изношенностью сетей, большими потерями электроэнергии в них и подключением новых потребителей.

Цель работы – провести реконструкцию системы электроснабжения поселка Новорайчихинск.

Для реализации цели работы решены следующие задачи:

- Расчёт электрических нагрузок;
- Расчёт токов КЗ;
- Выбор и проверка оборудования и средств РЗА;
- Расчёт надёжности реконструируемой системы электроснабжения 10 кВ;
- Выполнено экономическое обоснование затрат на реконструкцию;
- Выполнен раздел безопасность и экологичность

Пути решения поставленных задач:

- рассмотрение данных по нагрузкам в сети 0,4-10 кВ;
- выбор сечений проводов СИП-3 и кабелей АВВГ, их проверка по допустимой потере напряжения;
- расчёт токов КЗ и выбор оборудования в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»;
- выбор типов защит в сети 0,4-10 кВ и их исполнения;
- расчёт уставок срабатывания выбираемых защит;

- определение капитальных вложений в реконструкцию сетей, издержек при реконструкции;

- расчёт выручки от реализации, прибыли, налоговых выплат;

- построение графика окупаемости проекта в течении 20 лет с учётом динамического показателя ЧДД;

- соблюдение норм экологичности и безопасности при реконструкции сетей 0,4 и 10 кВ.

Ожидаемые результаты проекта:

- сокращение технических потерь электроэнергии,

- увеличение надёжности сетей 10 кВ,

- улучшении качества электроэнергии в сети 0,4-10 кВ.

- окупаемость проекта в пределах 5 – 10 лет;

В работе использованы программы с лицензионными ключами разработчиков, установленные на ноутбуке Lenovo:

- MS Office Word 2007;

- MS Office Excel 2007;

- MS Visio 2007;

- Mathcad 2007;

- операционная система Windows 10;

- антивирусная система Kaspersky home edition.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика потребителей района проектирования

Поселок Новорайчихинск расположен в Бурейском районе Амурской области. Новорайчихинск находится в 180 км. от г. Благовещенска, связан с ним шоссейной дорогой. Население поселка составляет 2,1 тысячи человек.

Поселок питается от Амурской энергосистемы. Опорным и единственным центром питания является ПС 35/10 кВ «Новорайчиха».

В поселке Новорайчихинск нет больших промышленных предприятий, объекты питающиеся электроэнергией преимущественно коммунально-бытового или смешанного характера, а также частные объекты бизнеса ООО «Амурская Угольная Компания», ООО «Ремонтник», АО «Агромех».

Рост нагрузок коммунально-бытового района поселка характерен низкими темпами. В основном все потребители коммунально-бытового района относятся к III категории надежности, за исключением больницы, детского сада и яслей, которые относятся ко II категории надежности. Электроснабжение потребителей коммунально-бытового сектора и общественных зданий осуществляется по ВЛ 0,4 кВ, которые присоединяются ТП 10/0,4 кВ. К каждому потребителю с ВЛ 0,4 кВ должен быть выполнен ввод-отпайка изолированным проводом. Резервирование потребителей II категории планируется осуществлять на стороне 0,4 кВ, путём применения перемычек с рубильниками, находящимися в нормальном режиме в отключенном положении, от ВЛ 0,4 кВ, присоединённых к другому источнику питания (другим ТП), а также питанием этих потребителей от проходных ТП. В аварийном режиме оперативный персонал, обслуживающий сети посёлка, путём осуществления оперативных переключений на стороне 10 или 0,4 кВ отделит от сети повреждённый участок и восстановит электроснабжение в требуемые по соображениям надёжности сроки.

В основном потребители поселка, в том числе жилые здания, больница, школа, детский сад и др. относятся ко II категории надежности. Для повышения надежности электроснабжения могут быть использованы различные средства.

Это связано, с одной стороны, с получением экономического эффекта, в первую очередь за счет уменьшения ущерба от перерывов в электроснабжении, с другой — с дополнительными затратами на сами средства. Поэтому повышение надежности электроснабжения наиболее целесообразно до определенного оптимального уровня, при котором достигается максимальный суммарный экономический эффект с учетом обеих составляющих.

Все электрохозяйство поселка физически и морально устарело, что обосновывает проведение работ по реконструкции системы электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ поселка Новорайчихинск.

1.2 Характеристика климата района проектирования

Место расположения посёлка Новорайчихинск соответствует I району по ветру и II району по гололёду. При проектировании учитываем следующие климатические условия данного района:

1) толщина стенки гололеда, мм.....	15
2) скорость ветра, м/с.....	25
3) минимальная температура, °С.....	-50
4) среднегодовая температура, °С.....	0
5) максимальная температура, °С.....	52
6) грозовая активность, ч/год.....	20-40
7) удельное сопротивление грунта Ом*м	200

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПОСЁЛКА НОВОРАЙЧИХИНСК

2.1 Определение расчетных нагрузок на вводах к потребителям

В основу метода определения нагрузок при расчете электрических сетей положено суммирование расчетных нагрузок, представленных на вводах потребителей или на шинах трансформаторной подстанции, [2].

Расчётная нагрузка потребителей поселка Новорайчихинск определяется с учётом ряда допущений:

1) допустимая погрешность в определении расчетной нагрузки на вводе потребителя поселка Новорайчихинск составляет 5% при условии, что за анализируемый период принят год и имеются достоверные графики электрических нагрузок, полученных в том числе с помощью автоматизированных систем учёта электроэнергии;

2) расчётная нагрузка потребителей дифференцирована по характерному утреннему и вечернему максимуму;

3) расчётная нагрузка проводов ВЛ и трансформаторов ТП принимается к расчёту исходя из наибольшего из значений за утренний и вечерний максимум нагрузки;

4) расчётная нагрузка электрических сетей для участка линии или на шинах ТП при количестве потребителей более одного достоверно определяется с помощью коэффициентов участия и одновременности.

Нагрузка, подключаемая к шинам ТП разбивается на участки по соображениям удобства установки трансформаторных подстанций и прокладки линий электроснабжения потребителей. Нагрузки этих участков – это суммы реальных нагрузок уже построенных производственных, жилых, административных и коммунальных зданий.

На предприятии, обслуживающем электрические сети поселка были взяты нагрузки и отобраны нагрузки в максимально загруженное время суток.

В таблице 1 данные по нагрузке потребителей поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования объекта.

Таблица 1 – Исходные данные на проектирование

Наименование объекта	P, кВт	Кол-во
Дома жилые 2-квартирные	-	32
Дома жилые 1-квартирные	-	9
Дома жилые 8-квартирные	-	16
Дома жилые 80-квартирные	-	6
Общежитие на 100 комнат	60	1
Детский ясли-сад на 70 мест (с электроплитой)	78	1
Школа-интернат на 300 учащихся со столовой	180	1
Спальный корпус школы	74	1
Мастерские и гаражи при школе-интернате	95	1
Поликлиника без стационара	35	1
Гостинница с кафе на 50 мест	58	1
ООО «Прогресс-уголь»	15	1
Администрация поселка с отделением связи	70	1
Частные магазины	8	3
Котельная	250	1
Водозаборные сооружения	105	1
Очистные сооружения	67	1
Свиноферма	30	1

2.2 Расчетные нагрузки на вводах коммунально-бытовых потребителей

Расчетная нагрузка для жилого дома в многоквартирном доме определяется в зависимости от годового потребления электроэнергии и может быть определена на перспективу 5-10 лет по номограмме, а при отсутствии таких данных – от способа приготовления пищи, времени постройки.

При проектировании внешних сетей 0,4 кВ расчетную нагрузку на вводе в жилой дом принимают согласно справочным таблицам.

Поскольку для отдельных потребителей электроэнергии необходимо определить нагрузку дневную и вечернюю, вводится коэффициент участия в дневном и вечернем максимуме, [3].

Для жилых многоквартирных домов обеспечивается расчёт соответствующего значения нагрузки по формулам, имеющим вид, кВт:

$$P_{\partial} = K_{\partial} \cdot n \cdot K_{\partial} \cdot P; \quad (1)$$

$$P_{\partial} = 0,73 \cdot 2 \cdot 0,6 \cdot 6 = 5,26;$$

$$P_{\partial} = K_{\partial} \cdot n \cdot K_{\partial} \cdot P, \quad (2)$$

$$P_{\partial} = 0,73 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 6 = 8,76$$

где P – нагрузка на вводе в жилой дом (в квартиру), кВт;

n – количество квартир в доме;

K_{∂} – коэффициент дневного максимума;

K_{∂} – коэффициент вечернего максимума;

K_{∂} – коэффициент одновременности.

В таблице 2 данные по нагрузке на вводе в жилые дома потребителей поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования объекта.

Таблица 2 – Расчет нагрузок на вводе в жилые дома

№	Характеристика квартир	Ркв, кВт	n	К _о	Р, кВт	К _д	К _в	Р _д , кВт	Р _в , кВт	Кол-во домов
1	Благоустроенные, с эл. плитами	6	2	0,73	8,76	0,6	1	5,26	8,76	32
2	Благоустроенные, с эл. плитами	6	1	1	6	0,6	1	3,6	6	9
3	Благоустроенные, с эл. плитами	6	8	0,42	20,2	0,6	1	12,1	20,2	16
4	Благоустроенные, с эл. плитами	6	80	0,2	96	0,6	1	57,6	96	6

2.3 Расчетные нагрузки на вводах в производственные, общественные и коммунальные предприятия, здания и сооружения

Расчетные нагрузки производственных, общественных и коммунальных потребителей определяют по нормативам, где приведена установленная мощность.

ность токоприемников, расчетная нагрузка на вводе – дневной и вечерний максимумы.

Для общественных и коммунальных потребителей обеспечивается расчёт соответствующего значения нагрузки по формулам, имеющим вид для поликлиники, кВт:

$$P_{\text{д}} = K_{\text{д}} \cdot P, \quad (3)$$

$$P_{\text{д}} = 1 \cdot 35 = 35,$$

$$P_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot P, \quad (4)$$

$$P_{\text{в}} = 0,6 \cdot 35 = 21.$$

В таблице 3 данные по расчётной нагрузке потребителей поселка Ново-райчихинск приведены в виде списка для каждого наименования объекта.

Таблица 3 – Расчетные нагрузки потребителей поселка

№	Наименование объекта	P, кВт	Kд	Kв	Pд, кВт	Pв, кВт	Кол- во
1	Общежитие на 100 комнат	60	1	1	60	60	1
2	Детский ясли-сад на 70 мест (с электроплитой)	78	1	0,6	78	46,8	1
3	Школа-интернат на 300 учащихся со столовой	180	1	0,6	180	108	1
4	Спальный корпус школы	74	0,6	1	44,4	74	1
5	Мастерские и гаражи при школе-интернате	95	1	0,6	95	57	1
6	Поликлиника без стационара	35	1	0,6	35	21	1
7	Гостиница с кафе на 50 мест	58	1	1	58	58	1
8	ООО «Прогресс-уголь»	15	1	0,6	15	9	1
9	Администрация поселка с отделением связи	70	1	0,6	70	42	1
10	Частные магазины	8	1	0,6	8	4,8	3
11	Котельная	250	1	1	250	250	1
12	Водозаборные сооружения	105	1	1	105	105	1
13	Очистные сооружения	67	1	1	67	67	1
14	Свиноферма	30	1	0,6	30	18	1

2.4 Определение нагрузок уличного и наружного освещения

Кроме нагрузок производственных и коммунально-бытовых потребителей, при определении расчетной нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП необходимо учесть нагрузку уличного и наружного освещения. Нагрузки уличного освещения приведены в виде норм на 1 погонный метр длины улицы в зависимости от ширины улицы и характера покрытия.

Для расчетной нагрузки уличного освещения обеспечивается расчёт соответствующего значения нагрузки по формуле, имеющей вид:

$$P_{y.o.} = p_{y.o.} \cdot l, \quad (5)$$

где $p_{y.o.}$ – норма уличного освещения, $p_{y.o.} = 11$ кВт/км (для поселковых улиц с асфальтобитумным покрытием шириной проезжей части 7 м);

l – длина улицы, $l = 5,44$ км (общая длина улиц).

$$P_{y.o.} = 11 \cdot 5,44 = 60 \text{ кВт}.$$

Нагрузки наружного освещения территории ферм и тому подобного принимаются из расчета 0,25 кВт на одно помещение и 0,003 кВт на погонный метр периметра территории фермы.

Для расчетной нагрузки уличного освещения территории ферм обеспечивается расчёт соответствующего значения нагрузки по формуле, имеющей вид:

$$P_{n.o.} = 0,25 \cdot n + 0,003 \cdot l_n, \quad (6)$$

где n – количество производственных, общественных и коммунальных помещений, $n = 15$;

l_n – длина периметра территории фермы, м.

$$P_{н.о.} = 0,25 \cdot 15 + 0,003 \cdot (140 + 100 + 24 + 75 + 94 + 94 + 18) = 5,4 \text{ кВт.}$$

Расчетные нагрузки уличного и наружного освещения суммируются на шинах ТП с коэффициентом одновременности $K_o = 1$ и включаются в вечерний максимум с коэффициентом участия $K_y = 1$.

Для суммарной расчетной нагрузки уличного освещения обеспечивается расчёт соответствующего значения нагрузки по формуле, имеющей вид:

$$P_o = P_{y.o.} + P_{н.о.}, \quad (7)$$

$$P_o = 60 + 5,4 = 65,4 \text{ кВт.}$$

Уличное и наружное освещение поселка будет запитано от различных ТП на основании удобства прокладки линий питания и установки опор со светильниками.

3 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

3.1 Проектирование оптимального размещения трансформаторных подстанций

При использовании заданного масштаба для расчетных нагрузок участков электроснабжения можно выполнить окружности на плане рассматриваемой территории, радиус которых можно соотнести с нагрузкой объектов территории. Центром потребления электроэнергии указывается в геометрическом центре того или иного объекта, обладающего расчётной нагрузкой и участвующем в расчёте. В итоге посредством определения картограммы нагрузок добиваются нахождения более выгодного месторасположения ТП и сокращают длину распределительных сетей. Для радиусов окружностей обеспечивается расчёт соответствующего значения радиусов по формуле, имеющей вид:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (8)$$

где P_i – активная расчетная мощность i -го объекта с учетом компенсации,

r_i – радиус круга,

m – масштаб тока для определения площади круга.

Для координат центра электрических нагрузок обеспечивается расчёт соответствующего значения координат ЦЭН по формуле, имеющей вид:

$$X_{III} = \frac{\sum_1^n X_i \cdot P_i}{\sum_1^n P_i}; \quad (9)$$

$$Y_{III} = \frac{\sum_1^n Y_i \cdot P_i}{\sum_1^n P_i}, \quad (10)$$

где X_i - абсцисса отдельных нагрузок i -го участка в осях координаты X по картограмме нагрузок.

Y_i – ордината отдельных нагрузок i -го участка в осях координаты Y по картограмме нагрузок.

На рисунке 1 представлена картограмма нагрузок поселка с нанесением мест расположения ЦЭН и предполагаемой установки ТП.

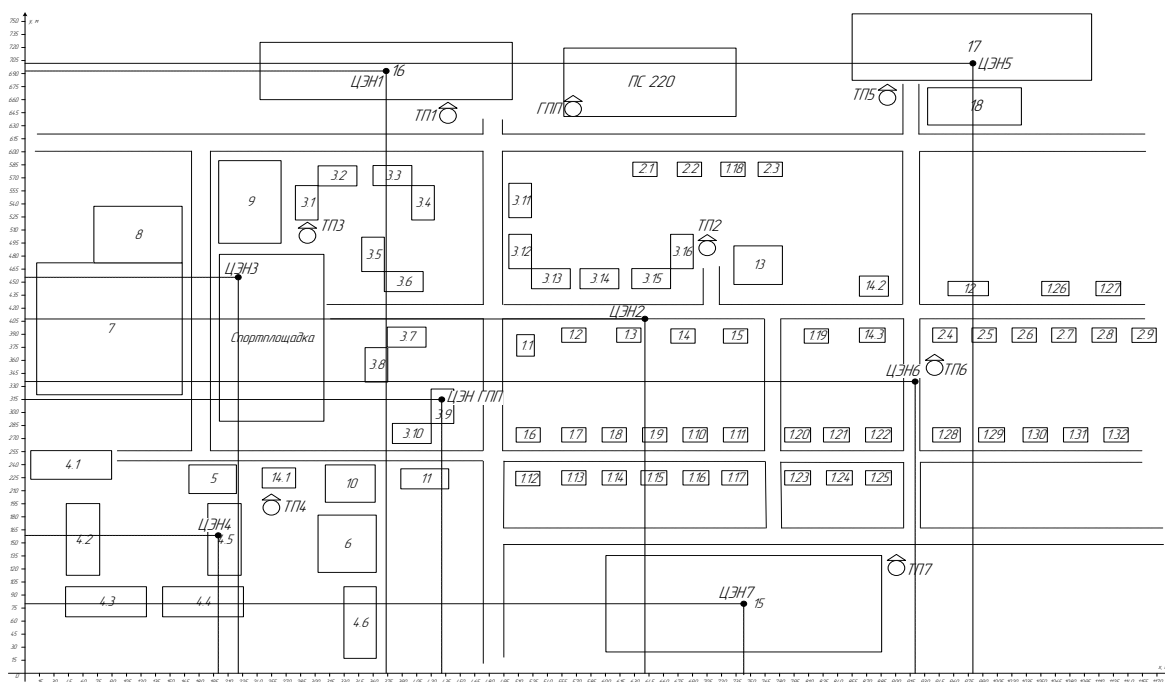


Рисунок 1 - Картограмма нагрузок поселка

В таблице 4 данные по координатам центров электрических нагрузок участков электроснабжения поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования объекта.

Таблица 4 – Определение месторасположения ТП

№ ТП	№	Координаты объектов		P, кВт	Координаты центра электрических нагрузок		Координаты установки ТП	
		$X_i, м$	$Y_i, м$		X, м	Y, м	X, м	Y, м
ТП1	16	375	692	105	375	692	525	660
ТП2	1.1	515	370	8,76	641	407	750	375
	1.2	570	390	8,76				
	1.3	625	390	8,76				
	1.4	680	390	8,76				
	1.5	735	390	8,76				
	1.6	520	275	8,76				
	1.7	570	275	8,76				

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП2	1.8	610	275	8,76	641	407	750	375
	1.9	650	275	8,76				
	1.10	695	275	8,76				
	1.11	735	275	8,76				
	1.12	520	225	8,76				
	1.13	570	225	8,76				
	1.14	610	225	8,76				
	1.15	650	225	8,76				
	1.16	695	225	8,76				
	1.17	735	225	8,76				
	1.18	730	585	8,76				
	2.1	640	585	6				
	2.2	690	585	6				
	2.3	770	585	6				
	3.11	510	540	20,16				
	3.12	510	485	20,16				
	3.13	545	450	20,16				
	3.14	592	450	20,16				
	3.15	647	450	20,16				
	3.16	680	485	20,16				
13	750	470	70					
ТП3	3.1	290	540	20,16	221	454	290	495
	3.2	320	572	20,16				
	3.3	380	572	20,16				
	3.4	415	540	20,16				
	3.5	360	485	20,16				
	3.6	395	450	20,16				
	3.7	400	390	20,16				
	3.8	360	355	20,16				
	3.9	430	308	20,16				
	3.10	400	275	20,16				
	7	88	395	180				
	8	115	505	74				
	9	232	540	95				
ТП4	4.1	47	240	96	200	159	170	170
ТП5	4.2	60	152	96	980	701	885	650
	4.3	80	80	96				
	4.4	182	80	96				
	4.5	205	152	96				
	4.6	345	60	96				
	5	195	225	60				
	6	330	150	78				
	10	338	208	35				
	11	412	225	58				
	14.1	263	225	8				
17	980	725	67					

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП6	18	980	650	30	918	335	940	335
	1.19	820	390	8,76				
ТП7	1.20	805	275	8,76	770	80	940	120
	1.21	850	275	8,76				
	1.22	885	275	8,76				
	1.23	805	225	8,76				
	1.24	850	225	8,76				
	1.25	885	225	8,76				
	1.26	1065	440	8,76				
	1.27	1120	440	8,76				
	1.28	950	275	8,76				
	1.29	1000	275	8,76				
	1.30	1045	275	8,76				
	1.31	1090	275	8,76				
	1.32	1125	275	8,76				
	2.4	950	390	6				
	2.5	990	390	6				
	2.6	1030	390	6				
	2.7	1070	390	6				
	2.8	1115	390	6				
	2.9	1155	390	6				
	12	385	440	15				
14.2	885	440	8					
14.3	885	390	8					
15	770	80	250					

По результатам расчетов установили, что место расположения РП-10кВ должно быть в точке $X = 430$ м, $Y = 315$ м на картограмме нагрузок. Но ввиду того, что установка РП-10кВ в этой точке невозможна, размещения РП-10 кВ, установлено в точке $X = 560$ м, $Y = 375$ м.

Окончательное местоположения ТП выбирается с учетом удобства размещения, обслуживания и возможности взаимного резервирования между ТП по линиям 0,4 кВ.

3.2 Расчет и выбор числа и мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ

Ведётся расчёт нагрузки на стороне 0,4 кВ каждой ТП посёлка Новорайчихинск с учётом коэффициента одновременности, который позволяет провести суммирование нагрузки потребителей отдельно для дневного и вечернего максимума.

Для нагрузки на стороне 0,4 кВ ТП обеспечивается расчёт соответствующего значения нагрузки по формуле, имеющей вид для ТП-1, кВт:

$$P_{ТПД\Sigma} = K_o \cdot \sum_1^n P_{Д.i} ; \quad (11)$$

$$P_{ТПД\Sigma} = 1 \cdot 105 = 105,$$

$$P_{ТПВ\Sigma} = K_o \cdot \sum_1^n P_{В.i} , \quad (12)$$

$$P_{ТПВ\Sigma} = 1 \cdot 105 = 105,$$

где K_o – коэффициент одновременности;

$P_{Д.i}$ – дневная нагрузка на вводе i -го потребителя, кВт,

$P_{В.i}$ – вечерняя нагрузка на вводе i -го потребителя, кВт.

Для полной расчетной мощности ТП обеспечивается расчёт соответствующего значения расчетной мощности отдельно для дневного и вечернего максимумов по формуле, имеющей вид для ТП-1, кВА:

$$S_{ТП\Sigma} = \frac{P_{ТП\Sigma}}{\cos\varphi} , \quad (13)$$

$$S_{ТПД\Sigma} = \frac{105}{0,8} = 131,$$

$$S_{ТПВ\Sigma} = \frac{105}{0,87} = 121,$$

где $P_{ТП\Sigma}$ – суммарная активная мощность, кВт;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности, принимается согласно справочных данных в зависимости от характера нагрузки ТП.

Можно определить полную мощность суммированием полных мощностей потребителей, подключенных к данной ТП, с учетом не одновременности включения.

В таблице 5 данные по расчету электрических нагрузок на шинах ТП 10/0,4 кВ поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования объекта.

Таблица 5 – Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 10/0,4 кВ

№ ТП	№ объекта	Кол-во	P, кВт	P _д , кВт	P _в , кВт	cosφ _д	cosφ _в	S _д , кВА	S _в , кВА
ТП1	16	1	105	105	105	0,8	0,87	131	121
ТП2	1	18	8,76	94,6	157,7	0,92	0,75	103	210
	2	3	6	10,8	18	0,92	0,75	12	24
	3	6	20,16	72,58	120,96	0,92	0,75	79	161
	13	1	70	70	42	0,85	0,90	82	47
	K _о			0,41	0,41			0,41	0,41
	Итого	28		102	139	0,90	0,77	113	181
ТП3	3	10	20,16	121,0	201,6	0,92	0,75	131	269
	7	1	180	180	108	0,92	0,75	196	144
	8	1	74	44,40	74,00	0,92	0,75	48	99
	9	1	95	95	57	0,85	0,90	112	63
	K _о			0,65	0,65			0,65	0,65
	Итого	13		286	286	0,90	0,77	317	374
ТП4	4	6	96	345,6	576	0,92	0,75	376	768
	5	1	60	36	60	0,92	0,75	39	80
	6	1	78	78	46,8	0,85	0,9	92	52
	10	1	35	35	21	0,85	0,9	41	23
	11	1	58	58	58	0,90	0,90	64	64
	14	1	8	8	4,8	0,9	0,95	8,9	5,1
	K _о			0,53	0,53			0,53	0,53
	Итого	11		297	406	0,90	0,77	329	526
ТП5	17	1	67	67,0	67	0,85	0,87	79	77
	18	1	30	30,0	18,0	0,85	0,9	35	20
	K _о			0,85	0,85			0,85	0,85
	Итого	2		82	72	0,85	0,88	97	82
ТП6	1	14	8,76	73,6	122,6	0,92	0,75	80	164
	2	6	6	21,6	36,0	0,92	0,75	23	48
	12	1	15	15	9	0,92	0,75	16	12
	14	2	8	16	9,6	0,85	0,90	19	11
	K _о			0,6	0,6			0,6	0,6
	Итого	23		76	106	0,91	0,76	83	141
ТП7	15	1	250	250	250	0,8	0,87	313	287

В системе электроснабжения 10/0,4 кВ посёлка Новорайчихинск используются трансформаторы одного завода-изготовителя со схожими характеристиками, что служит для более простой организации процесса замены в случае повреждения трансформатора.

Для расчетной мощности ТП обеспечивается расчёт соответствующего значения номинальной мощности трансформаторов по формуле, имеющей вид для ТП-1, кВА:

$$S_p = \frac{S_m}{K_3 \cdot N}, \quad (14)$$

$$S_p = \frac{131}{0,7 \cdot 2} = 92,$$

где N – число трансформаторов, принимаем $N=2$ для потребителей 2 и 3 категории по надёжности;

S_m – расчетная полная мощность с учетом осветительной нагрузки;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов

Исходя из расчетных данных выбираем трансформаторы по справочным таблицам [3] типа ТМ-100/10 с масляной изоляцией для удешевления затрат на реконструкцию сетей 10-0,4 кВ посёлка Новорайчихинск.

Для проверки загрузки трансформаторов ТП обеспечивается расчёт соответствующего коэффициента загрузки трансформаторов по формуле, имеющей вид для ТП-1, кВА:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_n} \leq K_c, \quad (15)$$

$$K_3 = \frac{131}{2 \cdot 100} \leq 0,6 - 0,8,$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

S_p – расчетная максимальная потребляемая мощность ТП, кВА;

S_H – номинальная мощность трансформатора, кВА;

n – количество трансформаторов на ТП;

K_c – коэффициент допустимых систематических нагрузок.

Коэффициент загрузки для двух трансформаторной подстанции с учётом возможности взаимного резервирования должен быть в пределах от 60 % до 80% их номинальной мощности.

Для проверки загрузки трансформатора ТП в режиме N-1 обеспечивается расчёт соответствующего коэффициента загрузки трансформатора по формуле, имеющей вид для ТП-1, кВА:

$$K_{ав} = \frac{S_p}{S_H}, \quad (16)$$

$$K_{ав} = \frac{131}{100} = 1,31 \leq 1,4,$$

где $K_{ав}$ – коэффициент аварийной перегрузки.

Допускается перегрузка трансформатора не более чем на 40 % 6 часов в сутки в течение 5 суток. Если $K_{ав} > 1,4$, то в послеаварийном режиме следует отключить потребителей 3 категории надежности электроснабжения. По результатам расчётов отключение потребителей 3 категории надежности электроснабжения потребуется для ТП-3, ТП-5, ТП-6 в послеаварийном режиме соответственно 9%, 14% и 1%. В случае невозможности отключения фиксированной доли потребителей 3 категории надежности электроснабжения допускается увеличение доли отключения без изменения категоричности потребителей.

В таблице 6 данные по расчету мощности трансформаторов ТП 10/0,4 кВ поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования ТП.

Таблица 6 – Технические и расчетные данные выбранных трансформаторов

ТП	S_m , кВА	S_p , кВА	Марка	S_m , кВА	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	ΔS_m , кВА	K_c	$K_{ав}$
ТП1	131	92	2*ТМ 100/10	100	1,13	4,14	4,29	0,66	1,31
ТП2	181	127	2*ТМ 160/10	160	1,21	5,51	5,64	0,6	1,13
ТП3	374	262	2*ТМ 250/10	250	2,35	10,3	10,5	0,75	1,49
ТП4	526	368	2*ТМ 400/10	400	2,90	14,2	14,5	0,66	1,32
ТП5	97	68	2*ТМ 63/10	63	1,02	3,26	3,41	0,77	1,54
ТП6	141	98	2*ТМ 100/10	100	1,25	4,42	4,60	0,70	1,41
ТП7	313	219	2*ТМ 250/10	250	1,90	8,89	9,09	0,63	1,25
Итого: потери полной мощности во всех трансформаторах, S_m , кВА							52,03		

При аварийных ситуациях, связанных с отключением или повреждением одного из питающих трансформаторов или линий, на ТП3, ТП5 и ТП6 необходимо отключить от них потребители III категории надежности электроснабжения, так как коэффициент аварийной перегрузки для этих ТП больше 1,4.

4 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

4.1 Выбор и обоснование схемы сетей-10 кВ

Распределительная сеть 10 кВ поселка Новорайчихинск выполняется воздушными линиями. Схема распределительной сети 10 кВ поселка Новорайчихинск должна обеспечивать требуемую надёжность электроснабжения (питания потребителей II, III категории), но в тоже время она должна быть достаточно экономичной. Выбор схемы осуществляется на основе технико–экономического сравнения.

В качестве первого варианта рассматривается двух лучевая магистральная схема сетей 10 кВ. Схема имеет невысокую надёжность, но обеспечивает возможность последующего развития. В качестве второго варианта рассматривается петлевая схема сети 10 кВ с разъединителем между ЛЭП (с взаимным резервированием).

4.2 Определение расчётных электрических нагрузок на напряжении 10 кВ

Для расчётных нагрузок линий 10 кВ обеспечивается расчёт соответствующего значения токовой нагрузки по формуле, имеющей вид:

$$S_{MAX} = \sum S_{ТП.i}, \quad (17)$$

где $S_{ТПi}$ – мощности отдельных трансформаторных подстанций, кВА;

Так как расчётное значение коэффициента реактивной мощности для стороны 0,4 кВ каждой ТП поселка Новорайчихинск принято одинаковым, исходя из рекомендаций [13], поэтому векторные величины полной нагрузки ТП имеют одно направление, в таком случае дальнейшее определение суммарной нагрузки ТП допускается проводить по полной мощности.

Для линии ПС – ТП 3 варианта 1 проводится показательный расчёт токовой нагрузки и экономического сечения проводов ВЛ:

$$I_p = \frac{S_\Sigma}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (18)$$

$$I_p = \frac{1146}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 33,7 \text{ A},$$

$$I_{\text{ав.р}} = \frac{1146}{\sqrt{3} \cdot 10} = 66,2 \text{ A}, \quad (19)$$

Принимаем провод СИПЗ-3х50:

$$I_{\text{ав.р}} \leq 1,1 \cdot I_{\text{доп}},$$

$$66,2 \leq 1,1 \cdot 223 \text{ A},$$

$$66,2 \leq 245 \text{ A}.$$

При дальнейшем расчёте вычисляются значения расчётных мощностей в нормальном и послеаварийном режимах для того, чтобы провести проверку выбранных сечений проводников ВЛ 10 кВ.

Для первого варианта (двухлучевая схема) в целях обеспечения требуемой надёжности электроснабжения потребителей второй категории (школа, ясли, поликлиника и т.д.) принимаем двух цепные линии, выполненные проводом СИПЗ. Реализация данного варианта предусматривает установку двухцепных опор под провода СИП-3, трасса прокладки ВЛ опирается на существующее место расположения опор ВЛ, которое учитывается при составлении варианта на основе поопорных схем сетей 10 кВ посёлка Новорайчихинск.

Для второго варианта (петлевая) принимаем одноцепные линии, выполненные проводом СИПЗ.

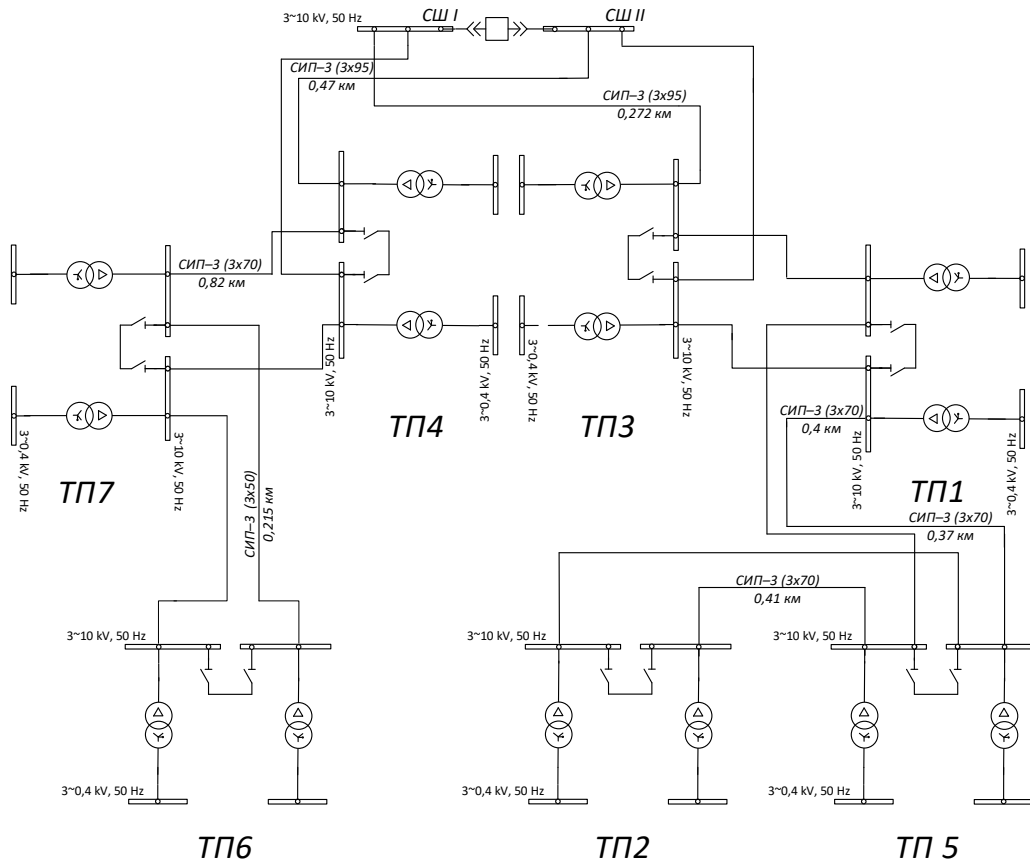


Рисунок 2 - Двухлучевая схема

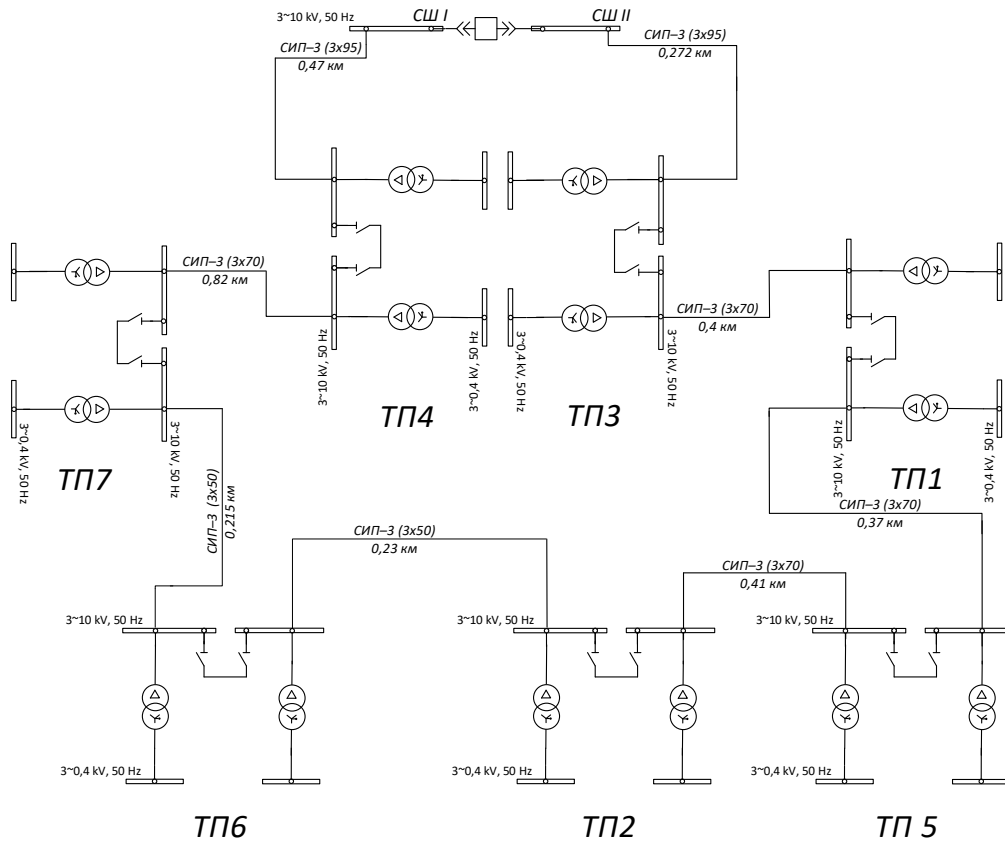


Рисунок 3 - Петлевая схема

В таблице 7 данные по выбору проводов распределительной сети 10 кВ поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования участков ВЛ.

Таблица 7- Выбор проводов распределительной сети 10 кВ

Участок Идоп, А	S_p , кВА	n	U_n , кВ	I_p , А	I_p . авар., А	Провод	Идоп, А.
Вариант 1							
ПС-ТП3	190	2	10	34,35	68,70	СИП3-3х50	245
ТП3-ТП1	589	2	10	17,00	34,01	СИП3-3х35	200
ТП1-ТП2	458	2	10	13,22	26,44	СИП3-3х35	200
ТП2-ТП5	97	2	10	2,80	5,60	СИП3-3х35	200
ПС-ТП4	1283	2	10	37,04	74,07	СИП3-3х50	245
ТП4-ТП7	599	2	10	17,29	34,58	СИП3-3х35	200
ТП7-ТП6	286	2	10	8,26	16,51	СИП3-3х35	200
Вариант 2							
ПС-ТП4	1283	1	10	74,07	142,78	СИП3-3х95	370
ТП4-ТП7	599	1	10	34,58	103,29	СИП3-3х70	310
ТП7-ТП6	286	1	10	16,51	85,22	СИП3-3х50	245
ТП6-ТП2	0	1	10	0,00	74,07	СИП3-3х50	245
ТП2-ТП5	361	1	10	20,84	94,92	СИП3-3х70	310
ТП5-ТП1	458	1	10	26,44	100,52	СИП3-3х70	310
ТП1-ТП3	589	1	10	34,01	108,08	СИП3-3х70	310

4.3 Технико-экономическое сравнение вариантов

Технико-экономическое сравнение вариантов основано на методе приведённых ежегодных затрат.

Для выбора варианта сети 10 кВ обеспечивается расчёт приведенных затрат по формуле, имеющей вид:

$$Z = E_H \cdot K_{\Sigma} + I, \quad (20)$$

где $E_H = 0,1$ - нормативный коэффициент экономической эффективности;

K_{Σ} - суммарные капиталовложения тыс. руб.;

I – ежегодные текущие издержки при нормальной эксплуатации, тыс. руб.

Для капитальных затрат сети 10 кВ обеспечивается расчёт показателей капиталовложений по формуле, имеющей вид:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{вл}\Sigma} + K_{\text{об}},$$

$$K_{\text{вл}\Sigma} = L_{\text{вл}i} \cdot C_{\text{уд.вл}},$$

$$K_{\text{об}} = N \cdot C,$$

где $K_{\text{вл}\Sigma}$ - суммарные капиталовложения в ВЛ;

$L_{\text{вл}i}$ - длина ВЛ, км;

$C_{\text{уд.вл}}$ - стоимость одного км ВЛ, тыс.руб.

$K_{\text{об}}$ - капитальные затраты на установку силовой аппаратуры, тыс.руб.;

N - число ячеек ПС и ТП, шт.;

C - стоимость одной ячейки, тыс.руб.

Для издержек сети 10 кВ обеспечивается расчёт показателей издержек по формуле, имеющей вид:

$$I = (E_{\text{акл}} + E_{\text{т.р.кл}}) \cdot K_{\text{кл}\Sigma} + (E_{\text{аоб}} + E_{\text{т.р.об}}) \cdot K_{\text{об}} + I_{\text{э}} \quad (21)$$

где $E_{\text{акл}}, E_{\text{аоб}}$ – коэффициент амортизационных отчислений для кабелей (3%) и для силового оборудования (6,3%);

$E_{\text{т.р.кл}}, E_{\text{т.р.об}}$ – коэффициент амортизационных отчислений на текущий ремонт для ВЛ (2%) и для силового оборудования (1%);

$I_{\text{э}}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.

Для издержек сети 10 кВ обеспечивается расчёт показателей стоимости потерь электроэнергии по формуле, имеющей вид:

$$I_{\text{э}} = m \cdot \Sigma \Delta W_{\text{max}i}, \quad (22)$$

где $m = 2.5$ р/кВтч – стоимость 1 кВтч потерь электроэнергии;

$\Delta W_{\text{max}i}$ – максимальные потери электроэнергии, кВтч.

Для издержек сети 10 кВ обеспечивается расчёт показателей величины потерь электроэнергии по формуле, имеющей вид:

$$\Delta W_{\text{max}i} = \Delta P_{\text{уд.кл}} \cdot K_3^2 \cdot L_{\text{кл}} \cdot \tau, \quad (23)$$

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4})^2 \cdot 8760,$$

$$\tau = (0,124 + \frac{3000}{10^4})^2 \cdot 8760 = 1575 \text{ ч},$$

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}},$$

где $\Delta P_{\text{уд.кл}}$ – потери мощности в одном проводе при полной нагрузке, кВт/км;

$L_{\text{кл}}$ – длина кабеля, км;

τ – годовое число часов использования максимума потерь, ч;

T_{max} – число часов использования максимума нагрузки ($T_{\text{max}} = 3000$ ч [4]).

K_3 – коэффициент загрузки линии в нормальном режиме;

I_p – ток в линии в нормальном режиме;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток линии.

Для приведённых затрат в сети 10 кВ обеспечивается расчёт разницы приведённых затрат по формуле, имеющей вид:

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} \cdot 100\% \quad (24)$$

Для ВЛ ПС –ТП 3, выполненной проводом СИП3-3х50 (вариант 1):

$$K_{ВЛПТ} = 0,5 \cdot 120 = 65,28 \text{ тыс.руб.},$$

$$\Delta P_{ном} = 44 \text{ кВт} / \text{км},$$

$$K_3 = \frac{34,35}{245} = 0,14,$$

$$\Delta W_{\max ТПЗ} = 44 \cdot 0,14^2 \cdot 2 \cdot 0,272 \cdot 1575 = 741,08 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Для приведённых затрат в сети 10 кВ по варианту 1 обеспечивается расчёт приведённых затрат по формулам, имеющими вид:

$$K_{об} = (K_{ячТП1} + K_{ячТП2} + K_{ячТП3} + K_{ячТП4} + K_{ячТП5} + K_{ячТП6} + K_{ячТП7}) \cdot C_{ячТП} + K_{ячПС} \cdot C_{ячПС},$$

$$K_{об} = (4 + 4 + 4 + 4 + 2 + 2 + 4) \cdot 105,3 + 4 \cdot 268,7 = 3602 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{вл} = 648,36 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\Sigma} = 648,36 + 3602 = 4250, \text{ тыс.руб.},$$

$$\Delta W_{\max} = 3767,33 \text{ кВтч},$$

$$I_{\text{э}} = 2,5 \cdot 3767,33 = 9,42 \text{ тыс.руб.},$$

$$I = (0,3 + 0,04) \cdot 648,36 + (0,063 + 0,07) \cdot 3602 + 9,42 = 301,54 \text{ тыс.руб.},$$

$$З = 0,1 \cdot 4250,36 + 301,54 = 832,84 \text{ тыс.руб.}$$

Для приведённых затрат в сети 10 кВ по варианту 2 обеспечивается расчёт приведённых затрат по формулам, имеющими вид:

$$K_{\text{об}} = (2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2) \cdot 105,3 + 2 \cdot 268,7 = 2011,6 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\text{вл}} = 520,16 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\Sigma} = 520,16 + 2011,6 = 2531,76 \text{ тыс.руб.},$$

$$\Delta W_{\max} = 3635,65 \text{ кВт*ч},$$

$$I_{\text{э}} = 2,5 \cdot 3635,65 = 9,09 \text{ тыс.руб.},$$

$$I = (0,3 + 0,04) \cdot 520,16 + (0,063 + 0,07) \cdot 2531,76 + 9,42 = 179,34 \text{ тыс.руб.},$$

$$З = 0,125 \cdot 2531,76 + 179,34 = 495,81 \text{ тыс.руб.}$$

Разница приведённых затрат между вариантами в процентном соотношении:

$$\Delta З = \frac{832,84 - 495,81}{495,81} = 67,97\%$$

В таблице 8 данные по результатам расчёта потерь электроэнергии в линиях проводов распределительной сети 10 кВ поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования участков ВЛ.

Таблица 8- Определение потерь электроэнергии в линиях

Участок	Провод	Кз	L, км	$\Delta P_{\text{вд}} \text{, кВт/км}$	$\Delta W \text{, кВт} \cdot \text{ч}$	$\Delta W_{\Sigma} \text{, кВт} \cdot \text{ч}$
Вариант 1						
ПС-ТП3	СИПЗ-3*50	0,14	0,272	44	741,08	3767,33
ТП3-ТП1	СИПЗ-3*35	0,09	0,400	42	382,44	
ТП1-ТП2	СИПЗ-3*35	0,07	0,510	42	294,83	
ТП2-ТП5	СИПЗ-3*35	0,01	0,410	42	10,63	
ПС-ТП4	СИПЗ-3*50	0,15	0,467	44	1479,02	
ТП4-ТП7	СИПЗ-3*35	0,09	0,820	42	810,85	
ТП7-ТП6	СИПЗ-3*35	0,04	0,215	42	48,47	
Вариант 2						
ПС-ТП4	СИПЗ-3*95	0,20	0,467	50	1473,84	3635,65
ТП4-ТП7	СИПЗ-3*70	0,11	0,820	44	707,15	
ТП7-ТП6	СИПЗ-3*50	0,07	0,215	44	67,67	
ТП6-ТП2	СИПЗ-3*50	0	0,23	44	0	
ТП2-ТП5	СИПЗ-3*70	0,07	0,41	44	128,42	
ТП5-ТП1	СИПЗ-3*70	0,09	0,370	44	186,54	
ТП1-ТП3	СИПЗ-3*70	0,11	0,400	44	333,53	
ПС-ТП3	СИПЗ-3*95	0,19	0,272	50	738,49	

Таблица 9- Определение стоимости линии

Участок	Провод	$C_{\text{вд}} \text{, т. р./км}$	L, км	Квл, т.р	Квл-сумм, т.р
Вариант 1					
ПС-ТП3	СИПЗ-3*50	120	0,544	65,28	648,36
ТП3-ТП1	СИПЗ-3*35	100	0,8	80	
ТП1-ТП2	СИПЗ-3*35	100	1,02	102	
ТП2-ТП5	СИПЗ-3*35	100	0,82	82	
ПС-ТП4	СИПЗ-3*50	120	0,934	112,08	
ТП4-ТП7	СИПЗ-3*35	100	1,64	164	
ТП7-ТП6	СИПЗ-3*35	100	0,43	43	
Вариант 2					
ПС-ТП4	СИПЗ-3*95	204	0,467	95,27	520,16
ТП4-ТП7	СИПЗ-3*70	158	0,820	129,56	
ТП7-ТП6	СИПЗ-3*50	120	0,215	25,6	
ТП6-ТП2	СИПЗ-3*50	120	0,23	27,6	
ТП2-ТП5	СИПЗ-3*70	158	0,41	64,78	
ТП5-ТП1	СИПЗ-3*70	158	0,37	58,46	
ТП1-ТП3	СИПЗ-3*70	158	0,4	63,2	
ПС-ТП3	СИПЗ-3*95	204	0,272	55,49	

Из проведенного технико – экономического сравнения, видно, что наиболее оптимальным и экономичным вариантом является вариант 2 (петлевая схема), потому что он требует затрат на 68 % меньше, чем вариант 1.

В таблице 9 данные по результатам расчёта стоимости проводов распределительной сети 10 кВ поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования участков ВЛ.

5 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 0,4 КВ

5.1 Расчет нагрузок на участках сети 0,4 кВ

Для расчетных нагрузок в сетях 0,4 кВ и на шинах 0,4 кВ ТП расчёт суммированием нагрузок на вводах потребителей обеспечивается по формулам, имеющим вид, на примере ТП 1 участка т1-т2, кВт:

$$P_{д.Σ} = K_o \cdot \sum_1^n P_{д.i} ; \quad (25)$$

$$P_{д.Σ} = 0,75 \cdot 24,2 = 18,1;$$

$$P_{в.Σ} = K_o \cdot \sum_1^n P_{в.i} , \quad (26)$$

$$P_{в.Σ} = 0,75 \cdot 40,3 = 30,2 ,$$

где $P_{д.Σ}$ – расчетная дневная нагрузка на участке линии, кВт;

$P_{в.Σ}$ – расчетная вечерняя нагрузка на участке линии, кВт;

K_o – коэффициент одновременности [3];

$P_{д.i}$ – дневная нагрузка на вводе i -го потребителя или i -го элемента сети, кВт;

$P_{в.i}$ – вечерняя нагрузка на вводе i -го потребителя или i -го элемента сети, кВт.

Для расчетных нагрузок в сетях 0,4 кВ и на шинах 0,4 кВ ТП относящихся к разным по типу потребителям или отличающихся более чем в четыре раза, расчёт суммированием нагрузок на вводах потребителей обеспечивается по формуле, имеющей вид:

$$P = P_B + \Delta P / P_M \quad (27)$$

где P_B – большая из слагаемых нагрузок, кВт;

$\Delta P/P_M$ – добавка к большей из слагаемых нагрузок от меньшей [3], кВт.

Для полной расчётной нагрузки линий 0,4 кВ, расчёт обеспечивается делением активной мощности на соответствующий коэффициент мощности по формулам, имеющим вид, кВА:

$$S_{\partial} = \frac{P_{\partial}}{\cos \varphi_{\partial}}, \quad (28)$$

$$S_{\partial} = \frac{18,1}{0,92} = 20,$$

$$S_{\varepsilon} = \frac{P_{\varepsilon}}{\cos \varphi_{\varepsilon}}, \quad (29)$$

$$S_{\varepsilon} = \frac{30,2}{0,75} = 40,$$

где P_{∂} – дневной максимум нагрузки на вводе потребителя, кВт;

P_{ε} – вечерний максимум нагрузки на вводе потребителя, кВт;

$\cos \varphi_{\partial}$ – коэффициент мощности на вводе потребителя в период дневного максимума [3].

$\cos \varphi_{\varepsilon}$ – коэффициент мощности на вводе потребителя в период вечернего максимума [3].

В таблице 10 данные по результатам расчёта нагрузки и мощности на участках сети 0,4 поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования участков ВЛ.

Таблица 10 - Расчетные нагрузки и мощности на участках сети 0,4

Расчетный участок	№ объ-екта	Кол-во	P, кВт	P _д , кВт	P _в , кВт	cosφ _д	cosφ _в	S _д , кВА	S _в , кВА
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
т1-т2	3	2	20,16	24,2	40,3	0,92	0,75	26	54
	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		18,1	30,2	0,92	0,75	20	40
т2-т3	3	3	20,16	36,3	60,5	0,92	0,75	39	81
	К _о			0,64	0,64			0,64	0,64
	Итого	3		23	39	0,92	0,75	25	52
т3-ТП3	3	4	20,16	48,4	80,6	0,92	0,75	53	108
	К _о			0,59	0,59			0,59	0,59
	Итого	4		29	48	0,92	0,75	31	63
т4-т6	3	2	20,16	24,2	40,3	0,92	0,75	26	54
	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		18	30	0,92	0,75	20	40
т5-т6	3	2	20,16	24,2	40,3	0,92	0,75	26	54
	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		18	30	0,92	0,75	20	40
т6-т7	3	4	20,16	48,4	80,6	0,92	0,75	53	108
	К _о			0,59	0,59			0,59	0,59
	Итого	4		29	48	0,92	0,75	31	63
т7-т8	3	5	20,16	60,5	100,8	0,92	0,75	66	134
	К _о			0,53	0,53			0,53	0,53
	Итого	5		32	53	0,92	0,75	35	71
т8-ТП3	3	6	20,16	72,6	121,0	0,92	0,75	79	161
	К _о			0,51	0,51			0,51	0,51
	Итого	6		37	62	0,92	0,75	40	82
т9-ТП4	5	1	60	36,0	60,0	0,92	0,75	39	80
	14	1	8	8,0	4,8	0,85	0,9	9	5
	К _о			0,8	0,8			0,8	0,8
	Итого	2		35	52	0,91	0,76	39	68
т10-ТП4	10	1	35	35,0	21	0,85	0,9	41	23
	11	1	58	58,0	58,0	0,85	0,85	68	68
	К _о			0,85	0,85			0,85	0,85
	Итого	2		79	67	0,85	0,86	93	78
т23-ТП5	17	1	67	67,0	67,0	0,85	0,85	79	79
	18	1	30	30,0	18	0,75	0,85	40	21
	К _о			0,85	0,85			0,85	0,85
	Итого	2		82	72	0,82	0,85	101	85
т11-т12	3	2	20,16	24,2	40,3	0,92	0,75	26	54
	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		18	30	0,92	0,75	20	40

Продолжение таблицы 10

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
т12-т13	3	3	20,16	36,3	60,5	0,92	0,75	39	81
	К _о			0,64	0,64			0,64	0,64
	Итого	3		23	39	0,92	0,75	25	52
т13-т14	3	4	20,16	48,4	80,6	0,92	0,75	53	108
	К _о			0,59	0,59			0,59	0,59
	Итого	4		29	48	0,92	0,75	31	63
т14-т14	3	5	20,16	60,5	100,8	0,92	0,75	66	134
	К _о			0,53	0,53			0,53	0,53
	Итого	5		32	53	0,92	0,75	35	71
т15-ТП2	3	6	20,16	72,6	121,0	0,92	0,75	79	161
	К _о			0,51	0,51			0,51	0,51
	Итого	6		37	62	0,92	0,75	40	82
т16-т17	1	2	8,76	10,5	17,5	0,92	0,75	11	23
	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		8	13	0,92	0,75	9	18
т17-т18	1	3	8,76	15,8	26,3	0,92	0,75	17	35
	К _о			0,64	0,64			0,64	0,64
	Итого	3		10	17	0,92	0,75	11	22
т18-т19	1	4	8,76	21,0	35,0	0,92	0,75	23	47
	К _о			0,59	0,59			0,59	0,59
	Итого	4		12	21	0,92	0,75	13	28
т19-ТП2	1	5	8,76	26,3	43,8	0,92	0,75	29	58
	К _о			0,53	0,53			0,53	0,53
	Итого	5		14	23	0,92	0,75	15	31
т20-т22	2	2	6	7,2	12,0	0,92	0,75	8	16
	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		5	9	0,92	0,75	6	12
т21-т22	1	1	8,76	5,3	8,8	0,92	0,75	6	12
	2	1	6	3,6	6	0,92	0,75	4	8
	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
т22-ТП2	Итого	2		7	11	0,92	0,75	7	15
	1	1	8,76	5,3	8,8	0,92	0,75	6	12
	2	3	6	10,8	18	0,92	0,75	12	24
т24-т26	К _о			0,59	0,59			0,59	0,59
	Итого	4		9	16	0,92	0,75	10	21
	1	2	8,76	10,5	17,5	0,92	0,75	11	23
т26-т28	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		8	13	0,92	0,75	9	18
	1	3	8,76	15,8	26,3	0,92	0,75	17	35
1	К _о			0,64	0,64			0,64	0,64
	Итого	3		10	17	0,92	0,75	11	22
	2	3	5	6	7	8	9	10	11
т28-т30	1	4	8,76	21	35,0	0,92	0,75	23	47
	К _о			0,59	0,59			0,59	0,59
т30-т32	Итого	4		12	21	0,92	0,75	13	28
	1	5	8,76	26,3	43,8	0,92	0,75	29	58

Продолжение таблицы 10

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
т32-тПП2	К _о			0,53	0,53			0,53	0,53
	Итого	5		14	23	0,92	0,75	15	31
	1	6	8,76	31,5	52,6	0,92	0,75	34	70
т25-т27	К _о			0,51	0,51			0,51	0,51
	Итого	6		16	27	0,92	0,75	17	36
	1	2	8,76	10,5	17,5	0,92	0,75	11	23
т27-т29	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		8	13	0,92	0,75	9	18
	1	3	8,76	15,8	26,3	0,92	0,75	17	35
т29-т31	К _о			0,64	0,64			0,64	0,64
	Итого	3		10	17	0,92	0,75	11	22
	1	4	8,76	21	35,0	0,92	0,75	23	47
т31-т33	К _о			0,59	0,59			0,59	0,59
	Итого	4		12	21	0,92	0,75	13	28
	1	5	8,76	26,3	43,8	0,92	0,75	29	58
т33-тПП2	К _о			0,53	0,53			0,53	0,53
	Итого	5		14	23	0,92	0,75	15	31
	1	6	8,76	31,5	52,6	0,92	0,75	34	70
т34-т35	К _о			0,51	0,51			0,51	0,51
	Итого	6		16	27	0,92	0,75	17	36
	1	2	8,76	10,5	17,5	0,92	0,75	11	23
т35-т36	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		8	13	0,92	0,75	9	18
	1	1	8,76	5,3	8,8	0,92	0,75	6	12
т36-тП6	12	1	15	15,0	9	0,85	0,9	18	10
	К _о			0,8	0,8			0,8	0,8
	Итого	2		16	14	0,87	0,82	19	17
т38-т39	1	1	8,76	5,3	8,8	0,92	0,75	6	12
	12	1	15	15,0	9	0,85	0,9	18	10
	14	1	8	8	5	0,70	0,75	11	6
т39-т40	К _о			0,8	0,8			0,8	0,8
	Итого	3		23	18	0,81	0,80	28	22
	2	2	6	7,2	12,0	0,92	0,75	8	16
	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		5	9	0,92	0,75	6	12
1	2	3	6	10,8	18,0	0,92	0,75	12	24
	К _о			0,64	0,64			0,64	0,64
	Итого	3		7	12	0,92	0,75	8	15
т40-т41	2	3	5	6	7	8	9	10	11
	2	4	6	14,4	24,0	0,92	0,75	16	32
т39-т40	Итого	3		23	18	0,81	0,80	28	22
	2	2	6	7,2	12,0	0,92	0,75	8	16
	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		5	9	0,92	0,75	6	12
	2	3	6	10,8	18,0	0,92	0,75	12	24

Продолжение таблицы 10

1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
1	К _о			0,64	0,64			0,64	0,64
	Итого	3		7	12	0,92	0,75	8	15
т40-т41	2	3	5	6	7	8	9	10	11
	2	4	6	14,4	24,0	0,92	0,75	16	32
т41-т42	К _о			0,59	0,59			0,59	0,59
	Итого	4		8	14	0,92	0,75	9	19
т42-т43	2	5	6	18,0	30,0	0,92	0,75	20	40
	К _о			0,53	0,53			0,53	0,53
т42-т43	Итого	5		10	16	0,92	0,75	10	21
	2	6	6	21,6	36,0	0,92	0,75	23	48
т37-т43	К _о			0,51	0,51			0,51	0,51
	Итого	6		11	18	0,92	0,75	12	24
т43-ТП6	1	1	8,76	5,3	8,8	0,92	0,75	6	12
	14	1	8	8,0	4,8	0,85	0,9	9	5
т43-ТП6	К _о			0,8	0,8			0,8	0,8
	Итого	2		11	11	0,88	0,80	12	14
т48-т49	1	1	8,76	5,3	8,8	0,92	0,75	6	12
	2	6	6	21,6	36,0	0,92	0,75	23	48
т48-т49	14	1	8	8	5	0,70	0,75	11	6
	К _о			0,46	0,46			0,46	0,46
т49-т50	Итого	8		16	23	0,86	0,75	19	30
	1	2	8,76	10,5	17,5	0,92	0,75	11	23
т49-т50	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		8	13	0,92	0,75	9	18
т50-т51	1	3	8,76	15,8	26,3	0,92	0,75	17	35
	К _о			0,64	0,64			0,64	0,64
т50-т51	Итого	3		10	17	0,92	0,75	11	22
	1	4	8,76	21,0	35,0	0,92	0,75	23	47
т51-ТП6	К _о			0,59	0,59			0,59	0,59
	Итого	4		12	21	0,92	0,75	13	28
т45-т46	1	5	8,76	26,3	43,8	0,92	0,75	29	58
	К _о			0,53	0,53			0,53	0,53
т45-т46	Итого	5		14	23	0,92	0,75	15	31
	1	2	8,76	10,5	17,5	0,92	0,75	11	23
т46-т47	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		8	13	0,92	0,75	9	18
т46-т47	1	3	8,76	15,8	26,3	0,92	0,75	17	35
	К _о			0,64	0,64			0,64	0,64
т44-т47	Итого	3		10	17	0,92	0,75	11	22
	1	2	8,76	10,5	17,5	0,92	0,75	11	23
т44-т47	К _о			0,75	0,75			0,75	0,75
	Итого	2		8	13	0,92	0,75	9	18
т47-ТП6	1	6	8,76	31,5	52,6	0,92	0,75	34	70
	К _о			0,51	0,51			0,51	0,51
т47-ТП6	Итого	6		16	27	0,92	0,75	17	36

5.2 Конструкция распределительной сети 0,4 кВ

Кабельные линии посёлка Новорайчихинск 0,4 кВ принимается выполнять в земляных траншеях на глубине 0,7 м. Дно траншеи по всей длине должно быть присыпано песком или мелкой землей, не содержащей камней, строительного мусора, шлака и т. д., толщина подсыпки — не менее 100 мм. Вдоль всей траншеи для засыпки кабеля должны быть заготовлены песок или мелкая земля (не содержащая мусора).

Конструкция ВЛ 0,4 кВ посёлка Новорайчихинск принимается на базе стоек железобетонных СВ 95-2 с применением самонесущих изолированных, скрученными в жгут проводов.

На опоре предусматривается установка светильников с ртутными лампами РКУ 01 – 250.

Преимущества использования самонесущих изолированных проводов СИП в сетях посёлка Новорайчихинск [8]:

- высокая электробезопасность, которая выражается в отсутствии возможности прямого контакта с токопроводящими элементами и исключение обрывов проводов при атмосферных воздействиях и падениях деревьев;
- высокая эксплуатационная надежность, которая выражается в исключении коротких замыканий при соприкосновении проводов и контактах с заземленными элементами;
- снижение трудоемкости при монтаже линий посёлка Новорайчихинск;

5.3 Расчет и выбор марок и сечений распределительных линий 0,4 кВ

Для сечений ВЛ 0,4 кВ, расчёт обеспечивается соблюдением условия выбора по формуле, имеющей вид:

$$I_{расч} \leq I_{дон}, \quad (30)$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток нагрузки, А;

$I_{дон}$ – предельно допустимый ток данного сечения проводника, А.

Для сечений КЛ 0,4 кВ, обеспечивается расчёт длительно допустимого тока для фактических условий прокладки по формуле, имеющей вид:

$$I_{\text{ДОП.ФАКТ}} = I_{\text{ДОП.НОРМ}} \cdot k_v \cdot k_n \cdot k_{\text{пер}}, \quad (31)$$

где $I_{\text{ДОП.НОРМ}}$ - нормированный длительно допустимый ток;

k_v - температурный коэффициент;

k_n - коэффициент, учитывающий количество кабелей в траншее;

$k_{\text{пер}}$ - коэффициент возможной перегрузки.

Для сечений КЛ и ВЛ 0,4 кВ, обеспечивается расчёт потери напряжения для оценки правильности выбора проводников по формуле, имеющей вид для потребителя 16 ТП-1:

$$\Delta U = \frac{S_{\text{max}} \cdot l}{U_n} (R_o \cdot \cos \varphi + X_o \cdot \sin \varphi), \quad (32)$$

$$\Delta U = \frac{131 \cdot 0,04}{0,4} (0,36 \cdot 0,8 + 0,063 \cdot 0,6) = 4,51 \text{ В},$$

$$\Delta U\% = \frac{100 \cdot \Delta U}{U_{\text{ном}}}, \quad (33)$$

$$\Delta U\% = \frac{100 \cdot 4,51}{400} = 1,1\%,$$

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

l – длина участка сети, км;

U_n – номинальное напряжение сети, кВ;

R_o, X_o – активные и индуктивные удельные сопротивления провода, справочная величина, Ом/км.

Допустимая величина потери напряжения в сетях 0,4 кВ 10%, в таком случае, если величина 10% превышена, то следует увеличить сечение проводника, ранее определенного по длительно допустимому току и повторно проверить допустимую потерю напряжения, при необходимости подбор сечения проводника следует повторить.

В таблице 11 данные по результатам расчёта параметров силовых кабелей 0,4 кВ поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования участков линий.

Таблица 11 – Расчет параметров силовых кабелей 0,4 кВ

№ ТП	Номера потребителей	S_{\max} , кВА	$\cos\phi$	Длина линии, м	I_p , А	Марка КЛ	Идоп, А	R_o , Ом/км	X_o , Ом/км	Потери напряжения на участке	
										В	%
1	16	131	0,80	40	200	2 СБ 4x50	237	0,36	0,063	4,51	1,1
3	3.1-3.4	82	0,75	140	125	2 СБ 4x25	147	0,72	0,066	17,71	4,4
	3.5-3.10	82	0,75	220	125	2 СБ 4x35	179	0,51	0,064	20,25	5
	7	212	0,85	170	322	2 СБ 4x120	328	0,15	0,06	15,09	3,8
	8	99	0,75	135	150	2 СБ 4x35	164	0,51	0,064	14,91	3,7
	9	112	0,85	25	170	2 СБ 4x35	155	0,51	0,064	3,44	0,9
4	4.1	128	0,75	250	195	2 СБ 4x70	249	0,256	0,061	19,59	4,9
	4.2	128	0,75	160	195	2 СБ 4x50	185	0,36	0,063	16,82	4,2
	4.3	128	0,75	150	195	3 СБ 4x50	185	0,36	0,063	15,77	3,9
	4.4	128	0,75	75	195	4 СБ 4x50	185	0,36	0,063	7,88	2,0
	4.5	128	0,75	15	195	5 СБ 4x50	185	0,36	0,063	1,58	0,4
	4.6	128	0,75	130	195	6 СБ 4x50	190	0,36	0,063	13,66	3,4
	6	92	0,85	60	140	2 СБ 4x25	132	0,72	0,066	9,38	2,3
	5, 14.1	68	0,76	40	104	2 СБ 4x16	127	1,12	0,068	6,44	1,6
10, 11	93	0,85	120	141	2 СБ 4x25	132	0,72	0,066	19,02	4,8	
5	17, 18	101	0,82	30	154	2 СБ 4x35	193	0,51	0,064	3,62	0,9
7	15	305	0,80	50	464	2 СБ 4x185	468	0,1	0,059	4,64	1,2

В таблице 12 данные по результатам расчёта параметров изолированных проводов ВЛ 0,4 кВ поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования участков линий.

Таблица 12 – Расчет параметров изолированных проводов ВЛ 0,4 кВ

№ ТП	Номера потребителей	S _{max} , кВА	cos φ	Длина линии, м	I _p , А	Марка ВЛ	I _{доп} , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	Потери напряжения		
										На участке		Полные
										В	%	
2	2.1-2.3, 1.18	21	0,75	180	32	СИП2А 3x16+1x25+1x16	100	1,91	0,14	14,45	3,61	-
	3.11-3.16	82	0,75	350	125	СИП2А 3x120+1x70+1x16	300	0,253	0,12	19,37	4,84	-
	1.1-1.5	31	0,75	300	47	СИП2А 3x35+1x54,6+1x16	138	0,868	0,13	17,11	4,28	-
	1.6-1.11	36	0,75	495	54	СИП2А 3x70+1x54,6+1x16	213	0,443	0,12	18,21	4,55	-
	1.12-1.17	36	0,75	510	54	СИП2А 3x70+1x54,6+1x16	213	0,443	0,12	18,76	4,69	-
6	14.2	9	0,85	50	14	СИП2А 3x16+1x25+1x16	100	1,91	0,14	2,00	0,50	-
	1.26, 1.27, 12	19	0,87	180	28	СИП2А 3x16+1x25+1x16	100	1,91	0,14	14,51	3,63	-
	1.26, 1.27, 12, 14.2	28	0,81	45	42	СИП2А 3x16+1x25+1x16	100	1,91	0,14	5,11	1,28	4,91
	1.19, 14.3	14	0,80	120	21	СИП2А 3x16+1x25+1x16	100	1,91	0,14	6,56	1,64	-
	2.4-2.9	24	0,75	210	37	СИП2А 3x25+1x54,6+1x16	112	1,2	0,137	12,73	3,18	-
	1.19, 14.3, 2.4-2.9	30	0,75	35	46	СИП2А 3x25+1x54,6+1x16	112	1,2	0,137	2,63	0,66	3,84
	1.20-1.22	18	0,75	80	27	СИП2А 3x16+1x25+1x16	100	1,91	0,14	5,34	1,34	-
	1.23-1.25	22	0,75	100	34	СИП2А 3x16+1x25+1x16	100	1,91	0,14	8,55	2,1	-
	1.20-1.25	36	0,75	130	54	СИП2А 3x25+1x54,6+1x16	112	1,2	0,137	11,51	2,9	5
1.28-1.32	31	0,75	260	47	СИП2А 3x25+1x54,6+1x16	112	1,2	0,137	19,93	4,98	-	

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

6.1 Расчетная схема и схема замещения электрической сети

На рисунке 4 представлена расчетная схема электрической сети для расчета токов короткого замыкания, [5].

При расчете токов короткого замыкания принимаются следующие допущения:

- трехфазная сеть нагружена симметричной нагрузкой и несимметрия в сети отсутствует;
- ёмкостные токи и токи замыкания на землю в сети 10 кВ отсутствуют;
- ток намагничивания магнитопровода трансформатора незначителен и им пренебрегаем;
- переходное сопротивление и электрическая дуга в месте короткого замыкания не учитываются при расчёте.

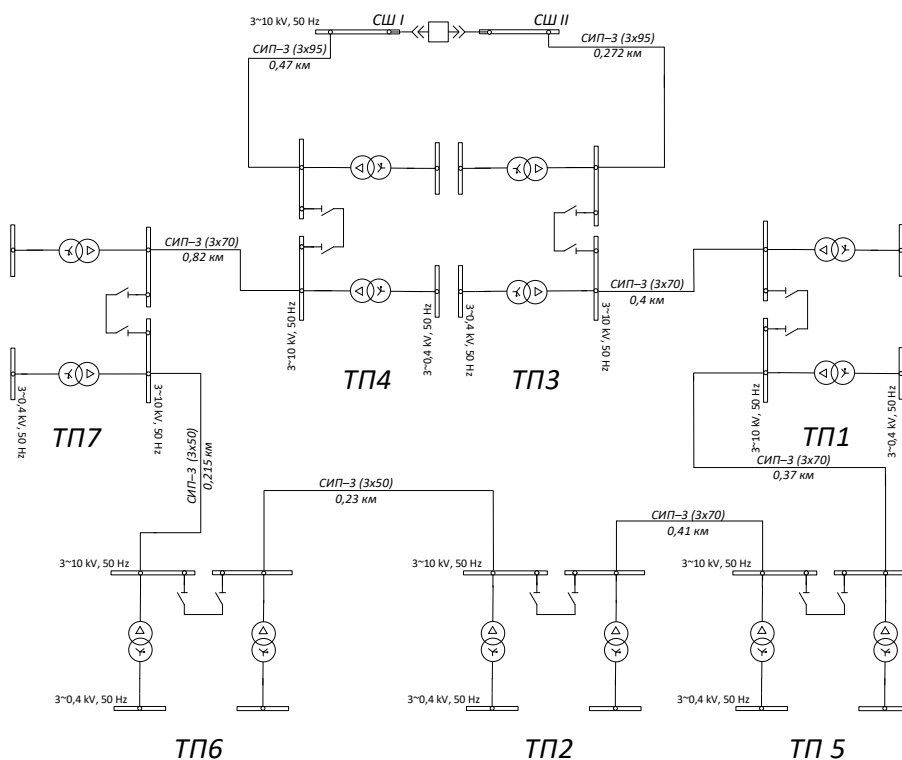


Рисунок 4 - Расчетная схема сети 10 кВ

На рисунке 5 представлена схема замещения электрической сети для расчета токов короткого замыкания, [5].

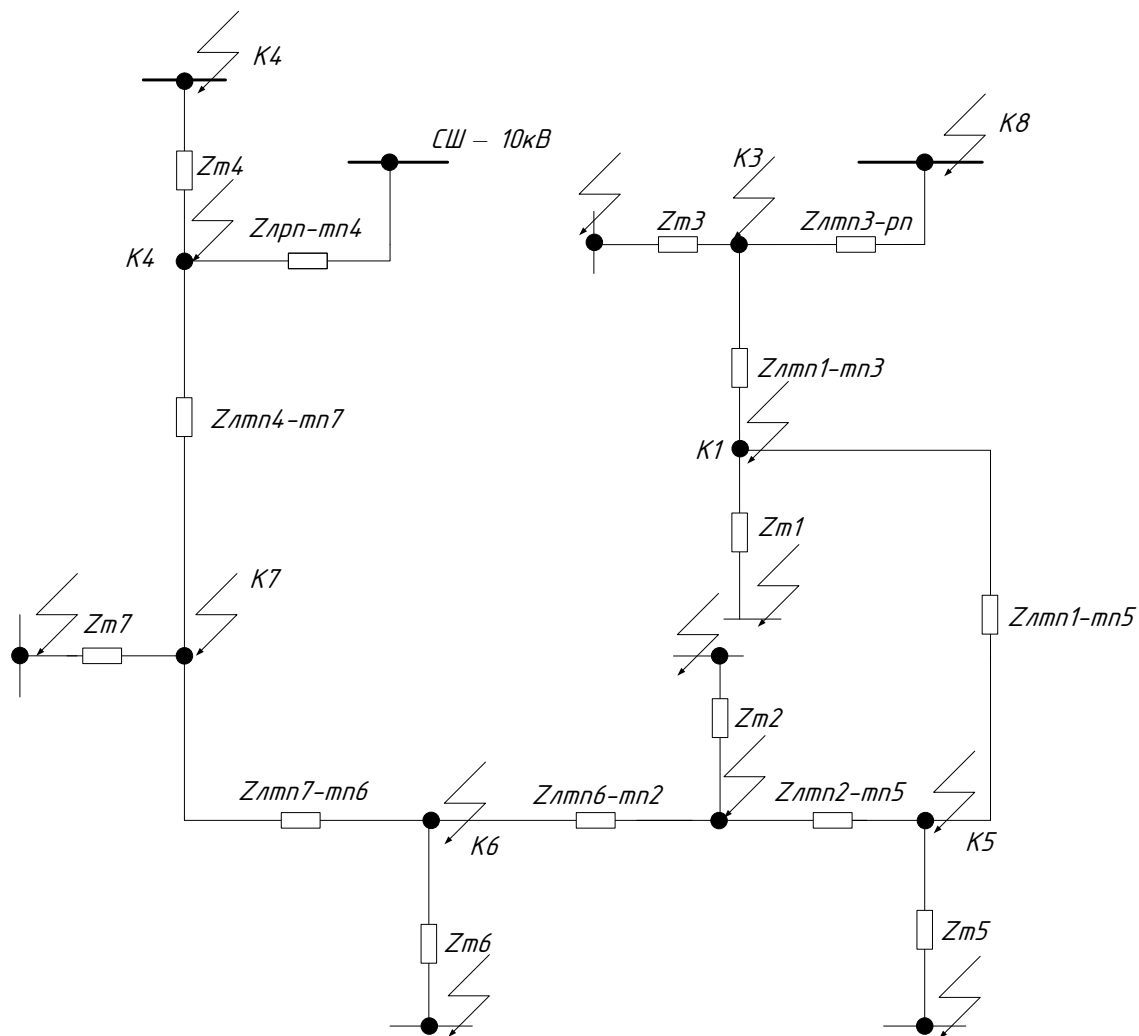


Рисунок 5 - Схема замещения для расчета токов КЗ в сети 10 кВ

6.2 Расчёт параметров схемы замещения 10 кВ

Для схемы замещения обеспечивается расчёт сопротивления системы по формуле, имеющей вид для $I_{откл}=12,5$ кА:

$$x_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{откл}}, \quad (34)$$

$$x_c = \frac{10,5}{1,73 \cdot 12,5} = 0,48 \text{ Ом}.$$

Для схемы замещения обеспечивается расчёт сопротивления линий по формуле, имеющей вид для линии ПС-РП:

$$r_{л} = r_0 \cdot l , \quad (35)$$

$$r_{л} = 0,32 \cdot 2 = 0,64 \text{ Ом},$$

$$x_{л} = x_0 \cdot l , \quad (36)$$

$$x_{л} = 0,076 \cdot 2 = 0,152 \text{ Ом}$$

где x_0, r_0 – активное и индуктивное сопротивление линии, которая выполнена проводом марки СИП-3х95, $r_0=0,245$ Ом/км, $x_0=0,349$ Ом/км

В таблице 13 данные по результатам расчёта параметров сопротивлений линий 10 кВ поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования участков линий.

Таблица 13 - Сопротивления линий 10 кВ

Линия	l км	r_0	x_0	$r_{уд}$ Ом	$x_{уд}$ Ом	z Ом
ПС-Л	2	0,32	0,076	0,64	0,152	0,6578
К-8						
Л:рп-тп4	0,467	0,32	0,076	0,149	0,0355	0,1533
Л:тп4-тп7	0,82	0,44	0,078	0,3608	0,0639	0,3664
Л:тп7-тп6	2,15	0,64	0,068	1,376	0,1462	0,3874
Л:тп6-тп2	0,23	0,64	0,068	0,1472	0,0156	0,1479
Л:тп2-тп5	0,41	0,44	0,078	0,1804	0,0319	0,1832
Лтп5-тп1	0,37	0,44	0,078	0,1628	0,0288	0,1783
Лтп1-тп3	0,4	0,44	0,078	0,176	0,0312	0,1874
Л:тп3-рп	0,272	0,32	0,076	0,08704	0,0206	0,0924

Для уменьшения значений токов короткого замыкания трансформаторы на двухтрансформаторных подстанциях работают отдельно.

Для схемы замещения обеспечивается расчёт сопротивления трансформаторов ТМ-100/10/0,4 кВА по формуле, имеющей вид:

$$r_{тр} = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_{ср}^2}{S_{ном.тр}^2} , \quad (37)$$

$$r_{mp} = \frac{1,13 \cdot 10,5^2}{100^2} \cdot 10000 = 0,12 \text{ Ом},$$

$$z_{mp} = \frac{u_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном.тр}}, \quad (38)$$

$$z_{mp} = \frac{7,5 \cdot 10,5^2}{100} \cdot 100 = 0,82 \text{ Ом},$$

$$x_{mp} = \sqrt{z_{mp}^2 - r_{mp}^2}, \quad (39)$$

$$x_{mp} = \sqrt{0,82^2 - 0,12^2} = 0,81 \text{ Ом}$$

где: u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

ΔP_k - потери мощности короткого замыкания трансформатора, кВт;

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

В таблице 14 данные по результатам расчёта параметров сопротивлений трансформаторов поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования ТП.

Таблица 14 - Сопротивление трансформаторов

ТП	$S_{н.т.}$, кВА	ΔP_k , кВт	u_k , %	x_T Ом	r_T Ом	z Ом
2	160	2,65	4,5	0,42	0,17	0,45
3,7	250	4,2	4,7	0,28	0,11	0,30
4	400	5,5	4,5	0,17	0,06	0,18
5	63	1,02	5,5	0,26	0,031	0,14
1,6	100	1,13	7,5	0,81	0,21	0,82

6.3 Расчет токов трехфазного короткого замыкания 10 кВ

Для схемы 10 кВ обеспечивается расчёт тока трехфазного короткого замыкания в точке К-8 по формуле, имеющей вид:

$$I_{no.K-8}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(x_c + x_{BЛ10})^2 + r_{BЛ10}^2}},$$

$$I_{no.K-8}^{(3)} = \frac{10,5}{1,73 \cdot \sqrt{(0,24 + 0,152)^2 + 0,64^2}} = 8,27 \text{ кА},$$

где U_{cp} – напряжение на шинах ПС, 10,5 кВ;

x_{Σ} – результирующее реактивное сопротивление до точки КЗ, Ом;

r_{Σ} – результирующее активное сопротивление до точки КЗ, Ом;

Для схемы 10 кВ обеспечивается расчёт постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ в точке К-8 по формуле, имеющей вид:

$$Ta = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}},$$

$$Ta = \frac{0,392}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,64} = 0,002 \text{ с}.$$

Для схемы 10 кВ обеспечивается расчёт ударного коэффициента в точке К-8 по формуле, имеющей вид:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}},$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}} = 1,07.$$

Для схемы 10 кВ обеспечивается расчёт ударного тока в точке К-8 по формуле, имеющей вид:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot k_{y\partial},$$

$$i_{y0} = 1,41 \cdot 8,27 \cdot 1,07 = 11,74 \text{ кА},$$

где k_{y0} - ударный коэффициент;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с.

В таблице 15 данные по результатам расчёта токов КЗ в сетях 10-0,4 кВ поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования точек КЗ.

Таблица 15 - Расчет токов трехфазного короткого замыкания.

Точка КЗ	$U_{ном}$ кВ	x_{Σ} Ом	r_{Σ} Ом	T_a , с	$k_{уд}$	$I_K^{(3)}$, кА	i_y , кА
К-4	10,5	0,0355	0,149	0,0007	1,05	9,6	14
К-4'	0,4	0,456	0,319	0,0045	1,13	7	10
К-7	10,5	0,1278	1,736	0,0002	1,02	7,8	11
К-7'	0,4	0,9378	1,946	0,0015	1,05	4	5,7
К-6	10,5	0,275	1,883	0,0023	1,1	6,6	9
К-6'	0,4	1,085	2,093	0,0016	1,08	3	4
К-2	10,5	0,291	2,030	0,0004	1,07	5,7	8
К-2'	0,4	0,71	2,2	0,0010	1,06	2	3
К-5	10,5	0,307	2,211	0,0004	1,08	4,9	7
К-5'	0,4	0,567	2,242	0,0008	1,1	1,6	2
К-1	10,5	0,469	2,239	0,0007	1,1	4,3	6
К-1'	0,4	1,279	2,449	0,002	1,04	1	1,4
К-3	10,5	0,5	2,415	0,0007	1,07	3,7	5
К-3'	0,4	0,78	2,525	0,0009	1,1	1,2	2
К-8	10,5	0,520	2,502	0,0066	1,07	8,27	11,74

6.4 Расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях до 1 кВ

Для схемы 0,4 кВ обеспечивается расчёт тока трехфазного короткого замыкания в сети 0,4 кВ по формуле, имеющей вид:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp.H}}{\sqrt{3}(Z_{\Sigma} + R_K)}, \quad (40)$$

где $U_{cp.H}$ – среднее номинальное напряжение сети, $U_{cp.H} = 400\text{В}$;

Z_{Σ} – эквивалентное сопротивление, Ом;

R_K – контактное сопротивление, Ом.

Для схемы замещения обеспечивается расчёт сопротивления трансформаторов по формуле, имеющей вид:

$$Z_T = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}, \quad (41)$$

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{CP}^2}{S_H^2}, \quad (42)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 + R_T^2}, \quad (43)$$

где $U_K\%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

ΔP_{K3} – потери короткого замыкания трансформатора, Вт;

S_H – номинальная мощность трансформатора, кВА;

U_{cp} – среднее напряжение, В.

Для схемы замещения обеспечивается расчёт суммарного сопротивления по формуле, имеющей вид:

$$Z_{\Sigma} = Z_T + Z_{Л1} + Z_{Л2} + R_K, \quad (44)$$

где $Z_{Л}$ – сопротивление линии, Ом.

$$Z_{Л} = \sqrt{R_{Л}^2 + X_{Л}^2}, \quad (45)$$

где $R_{Л}$, $X_{Л}$ – активное и индуктивное сопротивления участков линии, Ом.

Для схемы 0,4 кВ обеспечивается расчёт тока однофазного короткого замыкания в сети 0,4 кВ по формуле, имеющей вид:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T^{(1)}}{\sqrt{3}} + Z_{\Pi\Sigma}}, \quad (46)$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети, $U_\phi = 220$ В;

$Z_T^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора для случая замыкания фазы на корпус или обмотку, Ом,

$Z_{\Pi\Sigma}$ – полное сопротивление петли «фаза – ноль», Ом.

Для схемы замещения обеспечивается расчёт суммарного сопротивления петли фаза-ноль по формуле, имеющей вид:

$$Z_{\Pi\Sigma} = l_1 \cdot \sqrt{(R_{уд.Ф} + R_{уд.Н})^2 + X_{уд.}^2} + l_2 \cdot \sqrt{(R_{уд.Ф} + R_{уд.Н})^2 + X_{уд.}^2}, \quad (47)$$

где l_1, l_2 – длина участков сети 0,38 кВ разного сечения проводов, км;

$R_{уд.Ф}$ – погонное сопротивление фазного провода, Ом/км по справочнику [11];

$R_{уд.Н}$ – погонное сопротивление нулевого провода, Ом/км по справочнику [11];

$X_{уд.}$ – погонное индуктивное сопротивление петли, Ом/км по справочнику [11];

Для проверки чувствительности защитных аппаратов ток однофазных коротких замыканий будет определяться в самой удаленной точке сети, где $Z_{\Pi\Sigma}$ – максимальное.

В таблице 16 данные по результатам расчёта токов КЗ в сетях 0,4 кВ поселка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого наименования точек КЗ. Расчёт проведён автоматизированным способом в программе Excel с лицензионным ключом активации.

Таблица 16 – Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 0,4 кВ

ТП	КЗ	$Z_{гр}, \text{Ом}$	$Z_{л}, \text{Ом}$	$Z_{к}, \text{Ом}$	$\Sigma Z, \text{Ом}$	$I_{зк}, \text{А}$	$Z_{1гр}, \text{Ом}$	$I_{кк}, \text{А}$
ТП1 100/10	ТП1	0,072	0	0	0,072	3208	0,779	885,8
	ТП1-16	0,072	0,015	0,035	0,122	1899	0,779	710
ТП2 160/10	ТП2	0,045	0,000	0,000	0,045	5132	0,487	1417
	ТП2-2.1	0,045	0,345	0,035	0,425	544	0,487	259
	ТП2-3.11	0,045	0,098	0,035	0,178	1297	0,487	585
	ТП2-1.1	0,045	0,263	0,035	0,343	673	0,487	318
	ТП2-1.6	0,045	0,227	0,035	0,307	752	0,487	353
	ТП2-1.12	0,045	0,234	0,035	0,314	735	0,487	346
ТП3 250/10	ТП3	0,029	0	0	0,029	8019	0,312	2212
	ТП3-3.4	0,029	0,1012	0,035	0,165	1399	0,312	674
	ТП3-3.9	0,029	0,1131	0,035	0,177	1306	0,312	630
	ТП3-7	0,029	0,0275	0,035	0,091	2530	0,312	1186
	ТП3-8	0,029	0,0694	0,035	0,133	1734	0,312	828
	ТП3-9	0,029	0,0129	0,035	0,077	3013	0,312	1396
ТП4 400/10	ТП4	0,018	0	0	0,018	12830	0,195	3538
	ТП4-4.1	0,018	0,0658	0,035	0,119	1944	0,195	993
	ТП4-4.2	0,018	0,0585	0,035	0,111	2072	0,195	1060
	ТП4-4.3	0,018	0,0548	0,035	0,108	2142	0,195	1097
	ТП4-4.4	0,018	0,0274	0,035	0,080	2872	0,195	1486
	ТП4-4.5	0,018	0,0055	0,035	0,058	3949	0,195	2073
	ТП4-4.6	0,018	0,0475	0,035	0,101	2298	0,195	1179
	ТП4-6	0,018	0,0434	0,035	0,096	2396	0,195	1232
	ТП4-5	0,018	0,0449	0,035	0,098	2359	0,195	1212
ТП4-11	0,018	0,0868	0,035	0,140	1652	0,195	841	
ТП5 63/10	ТП5	0,11429	0	0	0,114	2021	1,237	558
	ТП5-17	0,11429	0,0154	0,035	0,165	1402	1,237	481
ТП6 100/10	ТП6	0,072	0	0,000	0,072	3208	0,779	886
	ТП6-1.27	0,072	0,0862	0,035	0,193	1195	0,779	492
	ТП6-2.9	0,072	0,0423	0,035	0,149	1547	0,779	607
	ТП6-1.23	0,072	0,157	0,035	0,264	875	0,779	378
	ТП6-1.32	0,072	0,314	0,035	0,421	549	0,779	249
ТП7 250/10	ТП7	0,0288	0	0,000	0,029	8019	0,312	2212
	ТП7-15	0,0288	0,0058	0,035	0,070	3318	0,312	1527

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА СТОРОНЕ 10 КВ ПС НОВОРАЙЧИХА

Так как в системе электроснабжения 10 кВ поселка Новорайчихинск использованы две ячейки на ПС Новорайчиха, то проверяются аппараты, установленные в камере 10 кВ ПС Новорайчиха КСО -386, [13].

7.1 Выключатели 10 кВ

Так как вакуумные выключатели обладают высокой надежностью и относительно недорогой стоимостью то целесообразно применить их взамен устаревших масляных выключателей на ПС Новорайчиха. Выбираем вакуумный выключатель типа: ВВЭ-М-10-20/630;100;1600-УЗ с электромагнитным приводом.[13]

Для РУ 10 кВ ПС Новорайчиха обеспечивается выбор и проверка выключателей 10 кВ по условиям, имеющим вид:

По напряжению электроустановки:

$$U_{уст.} \leq U_{ном, выкл.},$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ.}$$

По длительному току:

$$I_{p, \max, 10 \text{ кВ}} = 142 < I_{ном} = 630 \text{ А.} \quad (48)$$

$$I_{ном.отк} = 20 > I_{II, \tau=0,1} = 2,563 \text{ кА,} \quad (49)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot (1 + \beta) = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,39) = 28,65 \text{ кА,} \quad (50)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{II, \tau=0,1} + i_{a, \tau=0,1} = \sqrt{2} \cdot 2,563 + 0,362 = 3,99 \text{ кА,} \quad (51)$$

где $\beta_{ном} = 0,32$ - номинальное значение допустимой величины аperiodической составляющей тока КЗ.

$$28,65 > 3,99 \text{ кА.}$$

По электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин}, \quad (52)$$

$$i_{эл.ст} = 51 > i_y^{(3)} = 11 \text{ кА}$$

По термической стойкости:

$$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (53)$$

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

$$B_k = 8,27^2 \cdot (0,5 + 0,042) = 37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $t_{отк.}$ - время отключения тока КЗ, 0,5 с.;

T_a - постоянная времени затухания, 0,042 с.

Условие проверки имеет вид:

$$I_t^2 \cdot t = 1200 > B_k = 37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В таблице 17 данные по результатам выбора и проверки выключателей 10 кВ приведены в виде списка для каждого условия.

Таблица 17 - Условия выбора и проверки выключателей 10 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора/проверки
	ВВЭ-10-20/630 УХЛ2	
$U_{уст.} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном,выкл} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{уст.} \leq U_{ном,выкл}$
$I_{раб,макс,ОЛ} = 142 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб,макс,ОЛ} < I_{ном}$
$I_{П,τ=0,1} = 8,27 \text{ кА}$	$I_{ном,отк} = 20 \text{ кА}$	$I_{ном,отк} > I_{П,τ=0,1}$
$\sqrt{2} \cdot I_{П,τ=0,1} + i_{a,τ=0,1} = 22,6 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном,отк} \cdot (1 + \beta) = 39,2 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{П,τ=0,1} + i_{a,τ=0,1} < < \sqrt{2} \cdot I_{ном,отк} \cdot (1 + \beta)$
$I_{П,τ=0} = 2,563 \text{ кА}$	$I_{эл.д.ст} = 20 \text{ кА}$	$I_{эл.д.ст} > I_{П,τ=0}$
$i_y^{(3)} = 11 \text{ кА}$	$i_{эл.д.ст} = 51 \text{ кА}$	$i_{эл.д.ст} > i_y^{(3)}$
$B_k = 37 \text{ кА}^2 \cdot c$	$I_t^2 \cdot t = 1200 \text{ кА}^2 \cdot c$	$I_t^2 \cdot t > B_k$

Для РУ 10 кВ ПС Новорайчиха выключатели 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

7.2 Трансформаторы тока 10 кВ

В ЗРУ-10 кВ ПС Новорайчиха установлены трансформаторы тока ТОЛ-10-1. В таблице 18 данные по вторичной нагрузке трансформаторов тока 10 кВ приведены в виде списка для каждого прибора.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
линейные 10 кВ				
Амперметр	Е349М		2,5	
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850 (энергомера)	0,1		0,1
Итого		0,1	2,5	0,1
секционный 10 кВ				
Амперметр	Е349М		2,5	
Итого			2,5	

Для РУ 10 кВ ПС Новорайчиха обеспечивается выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ по условиям, аналогичным выключателям 10 кВ, но с учётом вторично нагрузки трансформаторов тока в своём классе точности.

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н} = 10 \text{ ВА}$ при $K_T = 0,5$.

Для вторичной нагрузки обеспечивается расчёт номинальной величины по формуле, имеющей вид:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (54)$$

$$Z_{2H} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Для вторичной нагрузки обеспечивается расчёт сопротивления приборов по формуле, имеющей вид:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (55)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,1}{5^2} = 0,24 \text{ Ом,}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом,}$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Для вторичной нагрузки обеспечивается расчёт сопротивления проводов КРВГ-4 длиной 5 м по формуле, имеющей вид:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (56)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом,}$$

$$z_2 = 0,24 + 0,035 + 0,1 = 0,38 \text{ Ом,}$$

$$z_2 = 0,1 + 0,035 + 0,1 = 0,24 \text{ Ом.}$$

В таблице 19 данные по результатам выбора и проверки трансформаторов тока 10 кВ приведены в виде списка для каждого условия.

Таблица 19 – Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 200 \text{ А}$ $i_{вкл} = 50 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2Н} = 0,4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{р \text{ ТП } 1} = 142 \text{ А}$ $i_{y\phi} = 11 \text{ кА}$ $B_k = 37 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{Нр} = 0.38 \text{ Ом}$ $Z_{Нр} = 0.24 \text{ Ом}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{вкл} \geq i_{y\phi}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$ $Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$

Для РУ 10 кВ ПС Новорайчиха трансформаторы тока 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

7.3 Трансформаторы напряжения 10 кВ

В ЗРУ-10 кВ ПС Новорайчиха установлены трансформаторы напряжения НТМИ-10.

В таблице 20 данные по вторичной нагрузке трансформаторов напряжения 10 кВ приведены в виде списка для каждого прибора.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения НТМИ-10

Прибор	Тип	$S_{потр.}$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Е349М	2,5	1	1	0	2,5	-
Вольтметр с переключением регистрирующий	Н3095	12	1	1	0	12	-
Ваттметр	Ц301/1	6	1	1	0	6	-
Счетчик АЭ	ЦЭ6850	2	13	1	0	26	-
		2	13	1	0	26	-
Итого	-	-	-	-	-	72,5	-

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения составит:

$$P_{2\Sigma} = S_{2\Sigma} = 72,5 \text{ Вт},$$

В таблице 21 данные по результатам выбора и проверки трансформаторов напряжения 10 кВ приведены в виде списка для каждого условия.

Таблица 21 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$ $S_P = 72,5 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$ $S_H = 300 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

Для РУ 10 кВ ПС Новорайчиха трансформаторы напряжения 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

7.4 Ограничители перенапряжения 10 кВ

На ПС Новорайчиха проводится установка ОПН – 10/17,3 [5].

Для энергоемкости ОПН обеспечивается расчёт энергии поглощения по формуле, имеющей вид:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (57)$$

$$\mathcal{E} = \frac{40 - 24}{20} \cdot 24 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 6 \text{ кДж},$$

где U - справочная величина 40 кВ в соответствии с [5];

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, принимается 24 кВ;

z - волновое сопротивление провода, принимается 20 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов, принимается 20;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v},$$

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс},$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

Для энергоёмкости ОПН обеспечивается удельной энергоёмкости по формуле, имеющей вид:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad (58)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{6}{10} = 0,6.$$

В таблице 22 данные по результатам выбора и проверки ОПН 10 кВ приведены в виде списка для каждого условия.

Таблица 22 – Проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ном}} = 1,1 \text{ кДж/кВ}$ (для класса 1)	$\mathcal{E}^*_{\text{уст}} = 0,6 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ном}} \geq \mathcal{E}^*_{\text{уст}}$

7.5 Опорные изоляторы ЗРУ 10 кВ

На ПС Новорайчиха проводится установка ОНШП-10-20 УХЛ1.

Для проверки прочности изоляторов обеспечивается расчёт возникающей нагрузки на головку изолятора при КЗ по формуле, имеющей вид:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (59)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{11000^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 21 \text{ Н.}$$

Для проверки прочности изоляторов обеспечивается расчёт допустимой нагрузки на головку изолятора по формуле, имеющей вид:

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разр}},$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

В таблице 23 данные по результатам выбора и проверки опорных изоляторов 10 кВ приведены в виде списка для каждого условия.

Таблица 23 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$F_{расч} = 21 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

7.6 Жесткая ошиновка 10 кВ

Жесткая ошиновка на ПС Новорайчиха смонтирована в ЗРУ-10 кВ алюминиевыми шинами марки А 60х10 мм, $I_{доп} = 1060 \text{ А}$.

Для РУ 10 кВ ПС Новорайчиха обеспечивается выбор и проверка жестких шин 10 кВ по условиям, имеющим вид при максимальном токе линии определенном ранее $I_{p_{max}} = 74 \text{ А}$:

По нагреву:

$$I_{max} \leq I_{доп};$$

$$74 \text{ А} \leq 1060 \text{ А}.$$

По термической стойкости:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C_T} \tag{60}$$

$$F_{min} = \frac{\sqrt{37 \cdot 10^6}}{91} = 67 \text{ мм}^2.$$

По механической прочности:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (61)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{11000^2 \cdot 0,9^2}{2 \cdot 0,45} = 2 \text{ МПа},$$

где W - момент сопротивления шины (пакетов шин), толщиной $b=1$ см, шириной $h=6$ см, $см^3$,

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{3},$$

$$W = \frac{6 \cdot 1^2}{3} = 2 \text{ см}^3,$$

где a - расстояние между фазами, равно 0,45 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, 0,9 м.

$$\sigma_{РАСЧ} \leq \sigma_{доп},$$

$$2 \leq 30 \text{ Мпа}.$$

В таблице 24 данные по результатам выбора и проверки жестких шин 10 кВ приведены в виде списка для каждого условия.

Таблица 24– Проверка жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора/проверки
$I_{\max} = 74 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 2 \text{ МПа}$ $F_{\min} = 67 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 1060 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 30 \text{ МПа}$ $F = 600 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $F \geq F_{\min}$

Для РУ 10 кВ ПС Новорайчиха жесткие шины 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ 10/0,4 КВ

В качестве центра питания для системы электроснабжения напряжением 0,4 кВ поселка Новорайчихинск использованы комплектные трансформаторные подстанции. На ТП № 1,2,3,4,5,6,7 выбираем комплектные трансформаторные подстанции наружного типа: КТП-10/0,4-0,2-У1, [13], таблица 25.

Таблица 25 - Технические характеристики КТП-10/0,4-0,2-У1

Основные технические характеристики	Значение параметра
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6; 10
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
Мощность силового трансформатора, кВ А	100,160,250,400,630
Тип шкафов РУ ВН	Отсек УВН с разьеден. и предохранителем
Тип шкафов РУ НН	Отсек РУ НН с автоматическими выключателями
Исполнение ввода ВН	Воздушный
Исполнение отходящих линий	Воздушный, кабельный
Количество отходящих линий, не более	5

На напряжение 10 кВ принята одинарная секционированная на две секции секционным разъединителем система сборных шин, к которой может быть присоединено до 4-х линий и два силовых трансформатора до 1000 кВА.

На подстанциях 10 кВ к установке приняты выключатели нагрузки ВНР – 10, и ВНРп – 10. На напряжение 0,4 кВ принята одинарная, секционированная, на две секции автоматическим выключателем, система сборных шин. Секции шин 10 кВ подключены к силовым трансформаторам через автоматические выключатели. Максимально возможное количество отходящих линий щита укомплектованного панелями ЩО – 70 равно 16. Присоединение линий к шинам 0,4 кВ осуществляется через рубильники и предохранители. В РУ – 0,4 кВ располагаются щиты ЩО – 70 с односторонним обслуживанием, [13].

8.1 Разъединители 10 кВ

Для РУ 10 кВ ТП посёлка Новорайчиха обеспечивается выбор и проверка разъединителей 10 кВ по условиям, имеющим вид для ТП-4:

По напряжению электроустановки:

$$U_{уст,} \leq U_{ном,выкл,}$$

$$10, \leq 10 \text{ кВ.}$$

По длительному току:

$$I_{р, \max, 10 \text{ кВ}} = 194,7 < I_{ном} = 400 \text{ А.} \quad (62)$$

По электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин}, \quad (63)$$

$$i_{э.д.ст} = 41 > i_y^{(3)} = 1,55 \text{ кА}$$

В таблице 26 данные по результатам выбора и проверки разъединителей 10 кВ приведены в виде списка для каждого условия.

Таблица 26 - Выбор разъединителей 10 кВ

ТП	Расчетные данные			Справочные данные		
ТП400 кВА №4	$U_{уст}$	10	кВ	$U_{ном}$	10	кВ
	I_p	194,7	А	$I_{ном}$	400	А
	i_y	1,55	кА	$i_{пр.с}$	41	кА
ТП250 кВА №3,7	$U_{уст}$	10	кВ	$U_{ном}$	10	кВ
	I_p	150,3	А	$I_{ном}$	400	А
	i_y	1,2	кА	$i_{пр.с}$	41	кА
ТП160 кВА №2	$U_{уст}$	10	кВ	$U_{ном}$	10	кВ
	I_p	191,6	А	$I_{ном}$	400	А
	i_y	1,34	кА	$i_{пр.с}$	41	кА
ТП100 кВА №1,6	$U_{уст}$	10	кВ	$U_{ном}$	10	кВ
	I_p	140,5	А	$I_{ном}$	400	А
	i_y	1,34	кА	$i_{пр.с}$	41	кА
ТП63 кВА №5	$U_{уст}$	10	кВ	$U_{ном}$	10	кВ
	I_p	6	А	$I_{ном}$	400	А
	i_y	1,34	кА	$i_{пр.с}$	41	кА

Для РУ 10 кВ ПС Новорайчиха разъединители 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

8.2 Выключатели нагрузки 10 кВ

Для РУ 10 кВ ТП посёлка Новорайчиха обеспечивается выбор и проверка выключателей нагрузки 10 кВ по условиям, имеющим вид для ТП-4:

По напряжению электроустановки:

$$U_{уст.} \leq U_{ном, выкл.},$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ.}$$

По длительному току:

$$I_{р, max, 10кВ} = 194,7 < I_{ном} = 400 \text{ А.} \quad (64)$$

По электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин}, \quad (65)$$

$$i_{э.д.ст} = 41 > i_y^{(3)} = 14 \text{ кА}$$

По термической стойкости:

$$I_t^2 \cdot t = 12,5^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (66)$$

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

$$B_k = 9,6^2 \cdot (0,5 + 0,042) = 46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{отк.}$ - время отключения тока КЗ, 0,5 с.;

T_a - постоянная времени затухания, 0,042 с.

Условие проверки имеет вид:

$$I_t^2 \cdot t = 768 > B_k = 46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В таблице 27 данные по результатам выбора и проверки выключателей нагрузки 10 кВ приведены в виде списка для каждого условия.

Таблица 27 - Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

ТП	Расчетные данные			Справочные данные		
	$U_{уст}$			$U_{ном}$		
ТП400 кВА №4	$U_{уст}$	10	кВ	$U_{ном}$	10	кВ
	I_p	194,7	А	$I_{ном}$	400	А
	i_y	14	кА	$i_{пр.с}$	41	кА
	B_k	46	кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	768	кА ² ·с
ТП250 кВА №3,7	$U_{уст}$	10	кВ	$U_{ном}$	10	кВ
	I_p	150,3	А	$I_{ном}$	400	А
	i_y	5	кА	$i_{пр.с}$	41	кА
	B_k	9	кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	768	кА ² ·с
ТП160 кВА №2	$U_{уст}$	10	кВ	$U_{ном}$	10	кВ
	I_p	191,6	А	$I_{ном}$	400	А
	i_y	8	кА	$i_{пр.с}$	41	кА
	B_k	16,2	кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	768	кА ² ·с
ТП100 кВА №1,6	$U_{уст}$	10	кВ	$U_{ном}$	10	кВ
	I_p	140,5	А	$I_{ном}$	400	А
	i_y	9	кА	$i_{пр.с}$	41	кА
	B_k	22	кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	768	кА ² ·с
ТП63 кВА №,5	$U_{уст}$	10	кВ	$U_{ном}$	10	кВ
	I_p	6	А	$I_{ном}$	400	А
	i_y	7	кА	$i_{пр.с}$	41	кА
	B_k	12	кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	768	кА ² ·с

Для РУ 10 кВ ТП выключателей нагрузки 10 кВ проходят все условия выбора и проверки.

8.3 Предохранители 10 кВ

Для защиты силовых трансформаторов на стороне 10 кВ ТП-10/0,4 кВ от токов КЗ приняты кварцевые предохранители ПКТ. Плавкие предохранители позволяют осуществить наиболее простую и дешевую защиту электроустановки. Плавкие предохранители не требуют проведения наладочных работ, необходимых для устройств релейной защиты, выключателей и другого, более сложного оборудования.

Выбор предохранителей для защиты трансформаторов 10 кВ рассмотрим на примере ТП №3, в которой установлен трансформатор ТМ –250.

Для отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора обеспечивается расчёт тока плавкой вставки по формуле, имеющей вид:

$$I_{н.в} \geq 2 \cdot I_{ном.тр},$$

$$31,5 \geq 2 \cdot 14,5 = 29 \text{ А}$$

где $I_{ном.тр}$ – номинальный ток трансформатора, А.

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}},$$

$$I_{ном.тр} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,5 \text{ А}$$

Принимаем плавкую вставку на номинальный ток $I_{н.в} = 31,5 \text{ А}$.

Полученный расчетный ток плавкой вставки округляют до ближайшего стандартного сечения. Выбираем плавкий предохранитель ПКТ101-10-31,5 - 12,5УЗ Параметры: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$; $I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$. $I_{н.в} = 31,5 \text{ А}$.

В таблице 28-29 данные по результатам выбора и проверки предохранителей 10 кВ приведены в виде списка для каждого условия.

Таблица 28 – Выбор предохранителей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_y=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_y \leq U_{ном}$
$I_{p.max}=14,5 \text{ А}$	$I_{ном}=31,5 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{ПО}=1,112 \text{ кА}$	$I_{откл.н.}=12,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{откл.н.}$

Таблица 29 – Выбор плавких вставок предохранителей 10 кВ

№ ТП	Тип трансформатора	Предохранитель	Ток плавкой вставки, А	$I_{ном}, \text{ А}$
5	ТМ-63	ПКТ101-10-8-31,5У3	8	3,7
1,6	ТМ-100	ПКТ101-10-16-12,5У3	16	5,8
2	ТМ-160	ПКТ101-10-20-31,5У3	20	9,2
3,7	ТМ-250	ПКТ101-10-31,5-12,5У3	31,5	14,4
4	ТМ-400	ПКТ103-10-50-31,5У3	50	23,1

8.4 Автоматические выключатели 0,4 кВ

В качестве защитных аппаратов в сетях 0,4 кВ посёлка Новорайчихинск предусматриваются автоматические выключатели серии ВА51-35, ВА52-35.

Для РУ 0,4 кВ ТП посёлка Новорайчиха обеспечивается выбор и проверка автоматических выключателей 0,4 кВ по условиям, имеющим вид для линии ТП-1-16:

- по номинальному напряжению

$$U_{н.ав} \geq U_{н.уст}, \quad (67)$$

$$0,4 \geq 0,4 \text{ кВ},$$

- по номинальному току линии

$$I_{ав} \geq I_{ном.л.}, \quad (68)$$

$$250 \geq 190 \text{ А},$$

-по току теплового расцепителя

$$I_{T.P.} \geq 1,1 \cdot I_{P.MAX}, \quad (69)$$

$$250 \geq 1,1 \cdot 190 = 209 \text{ A},$$

- по предельному току отключения

$$I_{AB.OTK} \geq I_{K.MAX}^{(3)},$$

$$30 \geq 1,899 \text{ кА},$$

где $I_{AB.OTK}$ – предельно отключаемый автоматом ток, А (каталожные данные);

$I_{K.MAX}^{(3)}$ – максимальный ток трехфазного короткого замыкания в месте установки автомата, кА.

Коэффициент чувствительности автоматического выключателя должен удовлетворять условию для автоматов с тепловым расцепителем:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(1)}}{I_{T.P.}} \geq 3, \quad (70)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{710}{250} = 2,8 \geq 2,5,$$

В таблице 30 данные по результатам выбора и проверки автоматических выключателей 0,4 кВ приведены в виде списка для каждой ТП.

Таблица 30 – Выбор защитной аппаратуры для отходящих линий на ТП 10/0,4 кВ

ТП	Отходящая линия	S _{max} , кВА	I _{ном max} , А	I(3) _{max} , А	I(1) _{min} , А	Марка АВ	I _н , А	I _{г.р.} , А	I _{отк} , кА	Кч т.р.
ТП 1	ТП1-16	131	190	1899	710	ВА 52-35-3	250	250	30	3
ТП 2	ТП2-2.1	21	30	544	259	ВА 51-31-3	100	50	5	5
	ТП2-3.11	82	119	1297	585	ВА 51-33-3	160	160	12,5	4
	ТП2-1.1	31	45	673	318	ВА 51-31-3	100	63	5	5
	ТП2-1.6	36	52	752	353	ВА 51-31-3	100	63	5	6
	ТП2-1.12	36	52	735	346	ВА 51-31-3	100	63	5	5
ТП 3	ТП3-3.4	82	119	1399	674	ВА 51-33-3	160	160	12,5	4
	ТП3-3.9	82	119	1306	630	ВА 51-33-3	160	160	12,5	4
	ТП3-7	212	306	2530	1186	ВА 52-37-3	400	400	30	3
	ТП3-8	99	143	1734	828	ВА 51-33-3	160	160	12,5	5
	ТП3-9	112	162	3013	1396	ВА 52-35-3	250	200	30	7
ТП 4	ТП4-4.1	128	185	1944	993	ВА 52-35-3	250	250	30	4
	ТП4-4.2	128	185	2072	1060	ВА 52-35-3	250	250	30	4
	ТП4-4.3	128	185	2142	1097	ВА 52-35-3	250	250	30	4
	ТП4-4.4	128	185	2872	1486	ВА 52-35-3	250	250	30	6
	ТП4-4.5	128	185	3949	2073	ВА 52-35-3	250	250	30	8
	ТП4-4.6	128	185	2298	1179	ВА 52-35-3	250	250	30	5
	ТП4-6	92	133	2396	1232	ВА 51-33-3	160	160	12,5	8
	ТП4-5	68	99	2359	1212	ВА 51-33-3	160	125	12,5	10
ТП4-11	93	134	1652	841	ВА 51-33-3	160	160	12,5	5	
ТП 5	ТП5-17	101	146	1402	481	ВА 51-33-3	160	160	12,5	3
ТП 6	ТП6-1.27	28	40	1195	492	ВА 51-31-3	100	63	5	8
	ТП6-2.9	30	44	1547	607	ВА 51-31-4	100	63	5	10
	ТП6-1.23	36	52	875	378	ВА 51-31-5	100	63	5	6
	ТП6-1.32	31	45	549	249	ВА 51-31-6	100	63	5	4
ТП 7	ТП7-15	305	441	3318	1527	ВА 52-39-3	630	500	30	3

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ 10 КВ

9.1 Максимальная токовая защита

Рассчитываемая петлевая замкнутая схема в нормальном режиме работы состоит из двух защищенных линий 10 кВ, для которых предусмотрено неавтоматическое взаимное резервирование. В нормальном режиме работы схемы, на ТП - 6 отключен ВН в сторону ТП -2.

Определяем ток срабатывания МТЗ для линии 10 кВ 1 СШ ПС – ТП3.

Ток короткого замыкания:

на шинах 10 кВ ТП –3 точка К-3

$$I_K^{(3)} = 3,7 \text{ кА};$$

на шинах 0,4 кВ ТП – 417 приведенный к высокому напряжению 10 кВ

$$I_K^{(3)} = 280 \text{ А}.$$

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт тока срабатывания по формуле, имеющей вид:

$$I_{С.З} = \frac{K_H \cdot K_{САМ.ЗАП.}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАХ/} \quad (71)$$

$$I_{С.З} = \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,8} \cdot 37,4 = 70,13 \text{ А}$$

где $K_H = 1,2-1,4$ - коэффициент надежности;

$K_B = 0,8-0,85$ -коэффициент возврата реле;

$K_{сам. зап.} = 1,2-1,3$ - коэффициент самозапуска;

$I_{раб.мах.} = 37,4 \text{ А}$ - рабочий максимальный ток линии.

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт коэффициента трансформации трансформатора тока по формуле, имеющей вид:

$$k_1 = \frac{I_{1H}}{I_{2H}},$$

$$k_1 = \frac{100}{5} = 20.$$

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт тока срабатывания реле по формуле, имеющей вид:

$$I_{CP.P} = \frac{K_{CX}}{k_1} \cdot I_{CЗ},$$

$$I_{CP.P} = \frac{\sqrt{3}}{20} \cdot 70,13 = 6 \text{ A}$$

Принимаем к установке реле РТ-40, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{CP.P} = (5-60) \text{ A}$.

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт суммы уставок по формуле, имеющей вид:

$$\Sigma\theta = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1,$$

$$\Sigma\theta = \frac{6}{5} - 1 = 0,2.$$

Принимаем уставку 0,2, следовательно $\Sigma\theta = 0,2$

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт тока уставки реле по формуле, имеющей вид:

$$I_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{MIN},$$

$$I_{уст} = (1 + 0,2) \cdot 5 = 6 \text{ А.}$$

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт времени срабатывания защиты по формуле, имеющей вид:

$$t_{сз} = t_{mo} + \Delta t,$$

$$t_{сз} = 0,4 + 0,4 = 0,8 \text{ с.}$$

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт коэффициента чувствительности МТЗ при коротком замыкании на выводах трансформатора ТП-3 по формуле, имеющей вид:

$$K_{ч} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{с.з.} \cdot K_1} \geq 1,5,$$

$$K_{ч} = \frac{3163,5}{70,13 \cdot 20} = 2,2 \geq 1,5,$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условиям выбора. МТЗ обладает требуемой чувствительностью к минимальным токам короткого замыкания.

9.2 Токовая отсечка

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт тока срабатывания токовой отсечки по формуле, имеющей вид:

$$I_{C.O.} \geq K_H \cdot I_K^{(3)},$$

$$I_{C.O.} \geq 1,6 \cdot 280 = 448 A,$$

где $I_K^{(3)} = 280 A$ - ток КЗ на шинах 0,4 кВ, за трансформатором, приведенный к напряжению 10 кВ,

$K_H = 1,6$ - коэффициент надежности (для реле РТ-80).

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт времени срабатывания защиты по формуле, имеющей вид:

$$t_{CЗ} = t_{mo},$$

$$t_{CЗ} = 0.4 c.$$

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт коэффициента чувствительности токовой отсечки по формуле, имеющей вид:

$$K_{ч.ТО} = \frac{I_{K.3.min}^{(2)}}{I_{C.O.}},$$

$$K_{ч.ТО} = \frac{3163,5}{448} = 7 \geq 3,$$

где $I_{K.3}^{(2)} = 3,1635$ кА - ток двухфазного КЗ в точке К-3.

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условиям выбора. ТО обладает требуемой чувствительностью к минимальным токам короткого замыкания.

9.3 Защита нулевой последовательности

Так как сеть 10 кВ – сеть с малыми токами замыкания на землю, то защита выполняется с действием на сигнал.

Принимаем к установке реле РТЗ 51, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{СР.Р} = (0,02-0,12)$ А.

Измерительным органом является трансформатор тока нулевой последовательности типа ТЗРЛУЗ.

Для провода СИП-3 3*95 удельный емкостной ток однофазного замыкания на землю согласно [19] $I_{C0} = 1,8$ А/км. Ток срабатывания защиты выбирается из условия несрабатывания, защиты от броска собственного емкостного тока линии при внешних КЗ.

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт тока нулевой последовательности линии по формуле, имеющей вид:

$$I_{0Л} = I_{C0} \cdot L,$$

$$I_{0Л} = 1,8 \cdot 5,119 = 9,21 \text{ А.}$$

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт тока срабатывания защиты по формуле, имеющей вид:

$$I_{CЗ} = I_{0Л} \cdot K_{ОТС} \cdot K_{б},$$

$$I_{CЗ} = 2 \cdot 1,1 \cdot 9,21 = 20,27 \text{ А,}$$

где $K_{ОТС} = 2$ – коэффициент отстройки для защиты без выдержки времени.

Для расчёта защиты обеспечивается расчёт времени срабатывания защиты по формуле, имеющей вид:

$$t_{C3} = t_{mm3} + \Delta t,$$

$$t_{C3} = 0.4 + 0.4 = 1.2 \text{ c.}$$

10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ 10/0,4 КВ

Рассчитываем заземляющее устройство на ТП 10/0,4 кВ.

Сеть работает с изолированной нейтралью, естественных заземлителей нет. Удельное сопротивление грунта при нормальной влажности $\rho = 62$ (Ом·м). Электрооборудование ТП занимает площадь $S = 18 \cdot 8$ (м²), [6].

Сопротивление заземляющего устройства согласно ПУЭ в электроустановках 6-35 кВ с изолированной нейтралью в любое время года должно быть:

$$R_z \leq \frac{250}{I_z},$$

где: I_z – расчётный ток замыкания на землю.

На стороне 10 кВ расчётный ток замыкания на землю 8 А, а на стороне 0,4 кВ ток замыкания на землю 19 А.

для 10 кВ:

$$R_z \leq \frac{250}{8} = 31,25 \text{ Ом}$$

для 0,4 кВ:

$$R_z \leq \frac{250}{19} = 13,15 \text{ Ом}$$

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства нейтрали трансформатора 0,4 кВ должно быть не более 4 Ом.

Заземляющее устройство выполняем в виде контура из полосы 40х4 мм.

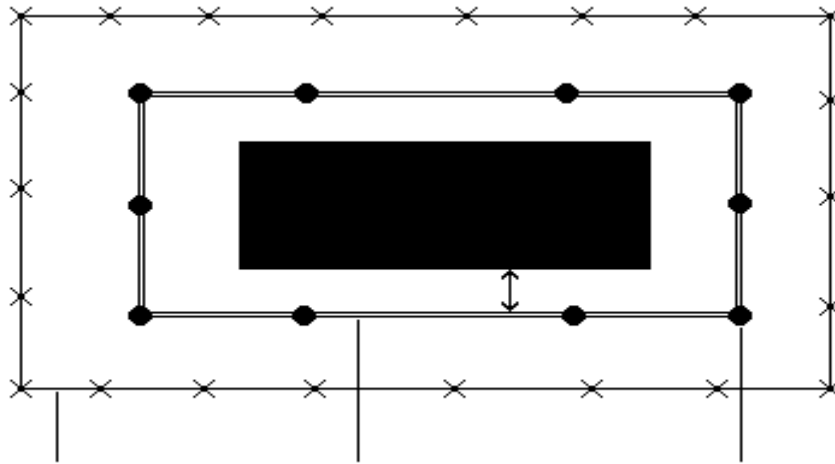


Рисунок 6- Контур заземления

Для расчёта заземления ТП обеспечивается расчёт сопротивления грунта по формуле, имеющей вид:

$$\rho_{расч} = K.сез \cdot \rho,$$

$$\rho_{расч} = 1,45 \cdot 62 = 89,9 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

где: $K.сез$ – коэффициент сезонности, учитывающий изменение свойств грунта по сезонам;

ρ - находим по таблице 16.2. [6] для глины $\rho=62 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Для расчёта заземления ТП обеспечивается расчёт сопротивления одного вертикального стержня по формуле, имеющей вид:

$$r = 0,27 \cdot \rho_{расч},$$

$$r = 0,27 \cdot 89,9 = 24,27 \text{ Ом}.$$

Для расчёта заземления ТП обеспечивается расчёт необходимого числа стержней по формуле, имеющей вид:

$$n = \frac{r}{R_3 \cdot \eta},$$

$$n = \frac{24,27}{4 \cdot 0,52} = 11,7 \text{ стержней}$$

где $\eta = 0,52$ -коэф использования верт. заземлителей

Заземляющее устройство выполняется общим, поэтому сопротивление заземляющего устройства: $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

Для расчёта заземления ТП обеспечивается расчёт сопротивления заземляющей полосы по формуле, имеющей вид:

$$r = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{bt},$$

$$r = \frac{0,366 \cdot 3 \cdot 62}{60} \cdot \ln \frac{2 \cdot 60^2}{40 \cdot 110^{-3} \cdot 0,7} = 8,8 \text{ Ом},$$

где l – длина полосы, $l=60 \text{ м}$;

t – глубина заложения, м;

b – ширина полосы, м;

ρ – сопротивление грунта в случае ухудшения условий прокладки, приближенно увеличивается в 3 раза, $3 \cdot 62 = 186 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Для расчёта заземления ТП обеспечивается расчёт сопротивления полосы в контуре по формуле, имеющей вид:

$$R_2 = \frac{r}{\eta},$$

$$R_2 = \frac{8,8}{0,34} = 25,9 \text{ Ом}$$

Для расчёта заземления ТП обеспечивается расчёт сопротивления вертикальных заземлителей по формуле, имеющей вид:

$$R_6 = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 - R_3},$$

$$R_6 = \frac{25,9 \cdot 4}{25,9 - 4} = 4,73 \text{ Ом.}$$

Для расчёта заземления ТП обеспечивается расчёт числа стержней по формуле, имеющей вид:

$$r' = \frac{r_6}{R_6 \cdot \eta},$$

$$r' = \frac{24,3}{4,73 \cdot 0,52} = 9,87 \text{ Ом.}$$

Окончательно принимаем 10 стержней.

11 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Основной целью данного раздела работы является оценка экономической эффективности инвестиций в затраты на реконструкцию сетей 10-0,4 кВ посёлка Новорайчихинск. Предполагается расчет капиталовложений, издержек, доходности, срока окупаемости.

В данном разделе работы необходимо оценить с экономической точки зрения систему внешнего электроснабжения поселка Новорайчихинск в Амурской области.

11.1 Расчет капиталовложений

Цены на оборудование взяты из Укрупненных стоимостных показателей цены за 1991 год, [20]. На 2021 год пересчитаем цены с учетом инфляции.

Срок службы подстанционного оборудования-20 лет, кабельной и воздушной линии-30 лет.

Коэффициент инфляции на 2021 год равен 63,54. Коэффициент взят из письма «Министерства регионального развития Российской Федерации «Мин-регион России»» от 26.02.2021 г.

Для расчёта капиталовложений в реконструкцию сетей посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт затрат на реконструкцию линий по формуле, имеющей вид:

$$K_{Л} = K_{инф.} \cdot (K_{уд} \cdot L) , \quad (72)$$

где $K_{уд}$ – удельные затраты на 1 км линии;

$K_{инф.} = 63,54$ – коэффициент инфляции;

L – длина линии, км.

Цены 1991 г. на сооружение 1 км линии взяты из источников [3 табл. 84, 86]. Стоимость КЛ приняты с учетом кабеля, оборудования, строительномонтажных работ, специальных переходов [21].

В таблице 31 данные по результатам расчёта капиталовложений в ВЛ и КЛ приведены в виде списка для каждого типа проводника.

Таблица 31 – Капиталовложения в ВЛ и КЛ в ценах 1991 г.

Марка кабеля	Сечение, мм ²	Суммарная длина линий, км.	Стоимость, тыс. руб./км.	Всего, тыс. руб.
СИПЗ (10 кВ)	50	0,445	5,5	2,44
	70	2	7,5	15,0
	95	0,739	10,0	7,39
СИП 2А (0,4 кВ)	16	0,755	5,8	4,4
	25	0,635	6,0	3,81
	35	0,3	6,3	18,9
	70	1,1	7,5	8,25
	120	0,35	11,0	3,85
СБ	25	0,36	7,5	2,7
	35	0,41	9,5	3,89
	50	0,57	11,0	6,27
	70	0,25	11,7	5,3
	120	0,67	15,3	10,25
Итого:				92,6

В пересчете на 2021 г.:

$$K_{л} = 63,54 \cdot 92,6 = 5882,5 \text{ тыс. руб.}$$

Для расчёта капиталовложений в реконструкцию сетей посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт затрат на реконструкцию КТП по формуле, имеющей вид:

$$K_{КТП} = K_{инф.} \cdot K_{КТП91}, \quad (73)$$

где $K_{КТП91}$ – укрупненные показатели стоимости КТП на 1991 г., тыс. руб.;

В стоимость КТП входят стоимость трансформаторов и учтены строительно-монтажные работы [21].

В таблице 32 данные по результатам расчёта капиталовложений в КТП приведены в виде списка для каждого типа КТП.

Таблица 32 – Капиталовложения в ТП и РУ в ценах 1991 г.

Тип оборудования	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб./шт.	Всего, тыс. руб.
2*ТМ 63/10	1	24,3	24,3
2*ТМ 100/10	2	29,0	58,0
2*ТМ 160/10	1	30,8	30,8
2*ТМ 250/10	2	32,2	64,4
2*ТМ 400/10	1	33,6	33,6
КРУ 10 кВ	2	39,8	79,6
Итого:			290,7

В пересчете на 2021 г.:

$$K_{КТП} = 63,54 \cdot (290,7) = 18471,1 \text{ тыс. руб.}$$

Для расчёта капиталовложений в реконструкцию сетей посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт суммарных затрат на реконструкцию с учетом зонального коэффициента $K_{зон}$ для ТП $K_{зон} = 1,3$ для ВЛ и КЛ $K_{зон} = 1,4$ по формуле, имеющей вид:

$$K_{\Sigma} = (K_{КТП} + K_{Л}) \cdot K_{зон} ,$$

$$K_{\Sigma} = 5882,5 \cdot 1,4 + 18471,1 \cdot 1,3 = 32248 \text{ тыс. руб.}$$

11.2 Расчет затрат на эксплуатацию электросетей

Для расчёта затрат на эксплуатацию сетей посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт расходов на эксплуатацию и ремонт сетей по формуле, имеющей вид:

$$I_{\text{ЭКС}} = \sum a_{\text{экс},i} \cdot K_i , \tag{74}$$

$$I_{\text{ЭКС}} = 0,037 \cdot 18471,1 + 0,0105 \cdot 5882,5 = 745 \text{ тыс. руб.}$$

где $a_{экс,i}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание элементов сети, $a_{экс КТП} = 3,7 \%$, $a_{экс КЛ,ВЛ} = 1,05 \%$ [3, табл. 19];

Для расчёта затрат на эксплуатацию сетей посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт расходов на амортизацию электрооборудования по формуле, имеющей вид:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{СЛ}}, \quad (75)$$

$$I_{AM} = \frac{32248}{30} = 1075 \text{ тыс. руб.},$$

где $T_{СЛ}$ – срок службы оборудования, лет.

Для расчёта затрат на эксплуатацию сетей посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт расходов на покупку потерь электроэнергии амортизацию электрооборудования по формуле, имеющей вид:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma ПС} \cdot C_{y\partial}, \quad (76)$$

$$I_{\Delta W} = 3635,65 \cdot 0,2651 = 963,8 \text{ тыс. руб.}$$

где $\Delta W_{\Sigma ПС}$ – суммарные потери электроэнергии в трансформаторах (3635,65 кВт · ч – рассчитана ранее);

$C_{y\partial}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 0,2651 руб/кВт · ч, [21].

11.3 Расчет численности персонала

Расчет численности персонала проведен по методике, описанной в [3, раздел 7.3].

В таблице 33 данные по результатам расчёта численности рабочих приведены в виде списка для каждого типа оборудования.

Таблица 33– Определение численности рабочих

Рабочие				
Показатель	Единица измерения	Кол-во единиц	Условные единицы	Числ., чел.
КТП	ед.	7	3 чел. на 100 ед.	0,21
КЛ и ВЛ	км.	8,6	3,5 чел. на 100 км.	0,3
РЗ и А	ед.	7	9,5 чел. на 1000 ед.	0,067
Ремонтно-эксплуатационное обслуживание	ед.	-	2	2
Сумма	2,6 человека			
ИТР				
Подразделение (отдел)		Должность	Численность, чел.	
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования и электросетей		инженер	1	
Сумма		1 человек		
Всего		4 человека		

11.4 Расчет заработной платы

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, то необходимо воспользоваться статистической отчетностью «Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Амурской области», [23].

Для расчёта затрат на оплату труда при эксплуатации сетей посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт годового фонда заработной платы по формуле, имеющей вид:

$$\Phi ЗП_{год} = N \cdot ЗП_{cp} \cdot 12, \quad (77)$$

$$\Phi ЗП_{год} = 4 \cdot 32061 \cdot 12 = 1538,9 \text{ тыс. руб./год.}$$

где N – численность персонала предприятия, чел.;

$ЗП_{cp}$ – средняя месячная зарплата на март 2021 года - 32061 руб., [23].;

Для расчёта затрат на социальные выплаты обеспечивается расчёт годового фонда страхования по формуле, имеющей вид, [24]:

$$CH = \Phi ЗП_{год} \cdot 34\%,$$

$$CH = 1538,9 \cdot 0,34 = 523,2 \text{ тыс. руб/год.}$$

11.5 Себестоимость электроэнергии

Планирование себестоимости передачи и распределения электроэнергии необходимо проводить в соответствии со схемой электроснабжения. Расчет себестоимости проводится по статьям калькуляции. Суммарные затраты включают в себя все эксплуатационные расходы, а также плату энергосистеме за потребленную электроэнергию, [25].

Для расчёта себестоимости затрат обеспечивается расчёт оплаты за потребленную электроэнергию по формуле, имеющей вид, [24]:

$$I_{\text{э}} = T_{\text{э}} \cdot W_{\text{год}}, \quad (78)$$

$$I_{\text{э}} = 1,277 \cdot 6494,2 = 8293 \text{ тыс. руб./год.}$$

где $T_{\text{э}}$ – тариф на транспорт электроэнергии принимаем 1,277 руб/кВт·ч, из Приказа Управления государственного регулирования цен и тарифов от 25.12.2020 г. №179-пр/э;

$W_{\text{год}}$ – количество потребленной электроэнергии в год, кВт·ч/год.

Для расчёта себестоимости затрат обеспечивается расчёт затрат на текущий ремонт по формуле, имеющей вид, [26]:

$$TP = 0,03 \cdot K_{\Sigma}, \quad (79)$$

$$TP = 0,03 \cdot 32248 = 967,4 \text{ тыс. руб/год.}$$

В таблице 34 данные по результатам расчёта эксплуатационных расходов приведены в виде списка для каждого типа затрат.

Таблица 34 – Смета эксплуатационных расходов

Расходы	тыс. руб.
Заработная плата рабочих ($\PhiЗП_{год}$)	1538,9
Отчисления на социальные нужды (СН)	523,2
Эксплуатационные затраты ($I_{ЭКС}$)	1219,5
Текущий ремонт (ТР)	967,7
Амортизационные отчисления ($I_{АМ}$)	1075
Итого	4 104,53

Для расчёта себестоимости затрат обеспечивается расчёт прочих затрат по формуле, имеющей вид, [26]:

$$I_{ПР} = 0,3 \cdot (I_{АМ} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + \PhiЗП_{год} + СН) + 0,03 \cdot K_{\Sigma} . \quad (80)$$

$$I_{ПР} = 0,3 \cdot (1075 + 745 + 963,8 + 1538,9 + 523,2) + 0,03 \cdot 32248 = 2490,2 \text{ тыс. руб.}$$

Для расчёта себестоимости затрат обеспечивается расчёт суммарных издержек по формуле, имеющей вид, [26]:

$$I_{\Sigma} = I_{АМ} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + \PhiЗП_{год} + СН + I_{ПР} , \quad (81)$$

$$I_{\Sigma} = 1075 + 745 + 963,8 + 1538,9 + 523,2 + 8293 + 2490,2 = 10786,1 \text{ тыс. руб.}$$

Для расчёта себестоимости затрат обеспечивается расчёт по формуле, имеющей вид, [26]:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}}, \quad (82)$$

$$C = \frac{10786,1}{6484200} = 1,66 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

где I_{Σ} – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии, тыс. руб.

11.6 Выручка от реконструкции сетей

Для расчёта выручки от реализации проекта обеспечивается расчёт объёмов продаж электроэнергии потребителю в год по формуле, имеющей вид, [26]:

$$O_p = W_{\text{год}} \cdot \sum T_i \cdot D_i, \quad (83)$$

$$O_p = 6494200 \cdot 0,8 \cdot 2,74 = 14235,286 \text{ тыс. руб.}$$

где T_i – тариф для потребителя электроэнергии, 2,74 руб/кВт·ч.;

D_i – доля потребления электроэнергии за год, 0,8 о.е.

Для расчёта выручки от реализации проекта обеспечивается расчёт полезно отпускаемой электроэнергии по формуле, имеющей вид, [26]:

$$W_{\text{год}} = \sum P_p \cdot T_{\text{max}}, \quad (84)$$

$$W_{\text{год}} = 1298,84 \cdot 5000 = 6494200 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}.$$

где P_p – расчетная нагрузка подстанций, рассчитано ранее;

T_{max} – число часов использования максимума нагрузки, 5000 ч.

Годовое потребление электроэнергии посёлком Новорайчихинск рассчитано без учёта деления потребления физическими и юридическими лицами.

Подобная информация отсутствует при выполнении расчётов.

11.7 Окупаемость затрат

Для расчёта окупаемости затрат обеспечивается расчёт прибыли от реализации электроэнергии по формуле, имеющей вид, [26]:

$$P_{\text{от}} = O_{P_t} - I_{\Sigma} . \quad (85)$$

$$P_{\text{от}} = 14235,286 - 10784,995 = 3450,3 \text{ тыс. руб.}$$

Для расчёта окупаемости затрат обеспечивается расчёт налога от прибыли от реализации электроэнергии по формуле, имеющей вид, [26]:

$$H_t = 0,2 \cdot P_{\text{от}} . \quad (86)$$

$$H_t = 0,2 \cdot 3450,3 = 689,8 \text{ тыс. руб.}$$

Для расчёта окупаемости затрат обеспечивается расчёт прибыли после вычета налогов по формуле, имеющей вид, [26]:

$$P_{\text{чт}} = P_{\text{от}} - H_t . \quad (87)$$

$$P_{\text{чт}} = 3450,9 - 689,8 = 2760,4 \text{ тыс. руб.}$$

Для расчёта окупаемости затрат обеспечивается расчёт дисконтированного чистого потока платежей по формуле, имеющей вид, [26]:

$$\mathcal{E}_t = P_{\text{чт}} + I_{\text{амт}} - K_t + K_{\text{лик}} , \quad (88)$$

где $K_{лик}$ – ликвидационная стоимость объекта, принимается в пределах 15 % от стоимости оборудования, [26].

Для расчёта окупаемости затрат обеспечивается расчёт ликвидационной стоимости сетей по формуле, имеющей вид, [26]:

$$K_{лик} = 0,15 \cdot K_{\Sigma}, \quad (89)$$

$$K_{лик} = 0,15 \cdot 32248 = 4837,2 \text{ тыс. руб.}$$

Для расчёта чистого дисконтированного дохода расчёт за каждый год реализации проекта по формуле, имеющей вид, для первого года реализации [26]:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{20} \frac{\mathcal{E}_t}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^{20} \frac{П_{чt} + И_{амt} - K_t + K_{лик}}{(1+E)^t}, \quad (90)$$

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{20} \frac{-16129,95 + 4837,2 - 689,8 - 10784,9 + 14235,286}{(1+0,1)^t} = -7751,2$$

тыс. руб.

где E – ставка дисконтирования, 0,1 для инвестиций в реконструкцию сетей.

Принимаем допущения:

- 1) проектно-изыскательские работы – 1 год;
- 2) реконструкция – 1 год;
- 3) инвестирование в первый год 50 %, во второй год 50 % от суммарных капиталовложений.

Полный расчёт ЧДД проведен в программе Excel с лицензионным ключом активации на лицензионной операционной системе Windows 10.

В таблице 35 данные по результатам расчёта чистого дисконтированного дохода приведены в виде списка для каждого года.

Таблица 35 – Расчёт чистого дисконтированного дохода

ГОД	K_t , тыс.руб.	O_{pt} , тыс.руб.	I'_t , тыс.руб.	H_t , тыс.руб.	P_{bt} , тыс.руб.	$K_{лик}$, тыс.руб.	ЧДД, тыс. руб.
1	16123950,7	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	4837185,2	-7751197,4
2	16123950,7	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3		-11044216,8
3	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	-8970251,1
4	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	-7084827,8
5	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	-5370806,5
6	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	-3812605,4
7	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	-2396058,9
8	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	-1108289,4
9	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	62410,1
10	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	1126682,5
11	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	2094202,8
12	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	2973766,7
13	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	3773370,2
14	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	4500282,6
15	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	5161112,0
16	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	5761865,9
17	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	6308005,9
18	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	6804496,8
19	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	7255852,2
20	0,0	14235286,4	10784994,7	689843,4	2760448,3	0,0	7666175,2

Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведен на рисунке 7.

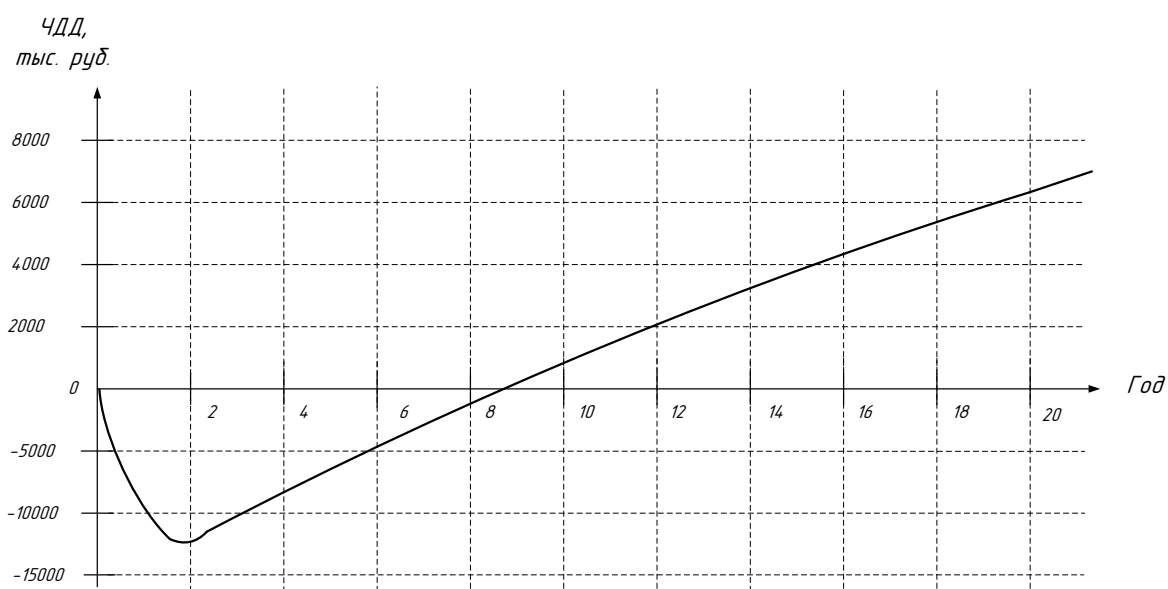


Рисунок 7 – Жизненный цикл проекта

Срок окупаемости 9 лет. Данный срок окупаемости можно характеризовать, как длительный ввиду малого потребления электроэнергии потребителями, что не является критерием низкой эффективности проекта, так как выручка от реконструкции подстанции через 20 лет составит 7666 тыс. руб.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность

В данной бакалаврской работе была произведена реконструкция системы электроснабжения 10 и 0.4 кВ поселка Новорайчихинск:

- реконструкция ТП 10/0.4 кВ с заменой оборудования и силовых трансформаторов.

- реконструкция сети 10 и 0.4 кВ с заменой воздушных и части кабельных линий.

- реконструкция РУ НН подстанции 35/10 кВ.

12.1.1 Меры безопасности при замене кабельных линий 0,4 кВ

Процесс разработки кабельных траншей в система электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск при прокладке кабелей осуществляется только после согласованного руководителем работ письменного разрешения от организации, которая эксплуатирует или владеет на праве собственности подземными коммуникациями (кабели, газопроводы и тому подобное), которые присутствуют в районе прохождения трассы, где укладывается новая цепь прокладываемого кабеля, [26].

На чертеже трассы кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск должны быть точно показаны все пересекаемые подземные коммуникации, места пересечений кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск обозначаются производителем работ на местности, [26].

Присутствие производителя работ или мастера является обязательным условием при проведении работ по вскрытию при рытье траншей на пересекаемых подземных коммуникациях системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск. Организация, эксплуатирующая действующую кабельную линию 0.4 кВ поселка Новорайчихинск осуществляет надзор за работами в близости от пересекаемых действующих кабельных линий. При возникновении опасности для работающих на кабельной линии 0.4 кВ поселка Новорайчихинск, наблюдающий обязан прекратить работу.

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск грунт разрабатывают без резких ударов вручную с использованием лопат. Ударные инструменты запрещено применять при разработке грунта на действующих кабельных линиях 0.4 кВ.

При рытье траншей в системе электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск принимается во внимание величина допустимых откосов для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно обустривают стенки траншей и котлованов от разрушения. Выбранный из траншеи грунт размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. Для противоположной стороны траншеи предусматривается размещение материала дорожного покрытия.

Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

Использование крепления стенок траншеи является обязательным для работы в траншее. Лестницы или стремянки должны быть использованы при работах в них, когда глубина траншеи превышает 1 м. Для трассы кабельной линии системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск, по близости от которой происходит движение людей и транспорта, обязательно устраивается ограждение или устанавливаются предупредительные плакаты. В темное время суток используются предупредительные огни в местах трассы кабельной линии.

Конец кабеля при размотке и перемотке барабанов, на который намотан кабель, должен быть надёжно закреплён. Прокладка кабелей системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск осуществляется с использованием спецодежды и средств защиты. Перед началом перемещения кабельного барабана или размотки кабеля проводится демонтаж опасных предметов из рабочих поверхностей. Работа с кабельными барабанами проводится с учётом мер по защите рабочих от повреждений выступающими частями барабана.

Перед началом разматывания кабельного барабана должно быть предусмотрено устройство торможения барабана, допустимо использовать простейшие подручные средства. Кабельный барабан валом для его раскатки монтируется на специальные тележки или специальные домкраты.

При необходимости прогрева кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В. При напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля должна быть заземлена, дополнительно заземляются все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве.

При механизированной протяжке кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск контролируется процесс соприкосновения кабеля с тросом лебедки или тянущего механизма, так как надёжность крепления кабеля не должна быть нарушена, кабель не должен срываться во время тяжения. При этом с помощью динамометра контролируют усилие тяжения, которое не должно превышать допустимого.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок.

При протяжке кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск внутри помещений через проем в стене рабочие должны быть поставлены по обе стороны проема. При протяжке кабеля системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск в трубе следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м, [26].

12.1.2 Меры безопасности при замене воздушных линий 0,4-10 кВ

Отключение воздушных линий в системе электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск является обязательным условием работы на проводах ВЛЗ 0,4-10 кВ.

Расстояние от проводов СИП до деревьев в системе электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск должно быть не менее 0,55 м. Расстояние от проводов СИП до механизмов с грузоподъёмными приспособлениями или работников, осуществляющих монтаж системы электроснабжения 0.4 кВ поселка Новорайчихинск должно быть не менее 1 м.

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск перед проведением работ по расчистке трассы отключаются и заземляются.

Воздушные линии системы с проводом СИП электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск при проведении работ с помощью изолирующих штанг и средств защиты от высокого напряжения по снятию набросов незаконного потребления электроэнергии также отключаются и заземляются.

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск при проведении работ по замене жгута проводов целиком, по разъединению или соединению одного или нескольких проводов на ВЛ отключаются.

Выборочное отключение фазного провода при проведении работ по замене провода вместо отключения всех фазных проводов допускается для воздушных линий с проводом СИП системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск. В таком случае выделяется и маркируется соответствующий провод, проверяется отсутствие напряжения на нем, исключается возможность подачи напряжения на провод со всех направлений, провод заземляется, [27].

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск при проведении работ на них без снятия напряжения допускается реконструировать в объёме: модернизация линейной арматуры, модернизация опор, перетяжка проводов СИП, модернизация зажимов ответвлений и соединений, модернизация изоляции фазного провода, ревизия держателей и изоляторов, подключение или отсоединение потребителей, в том числе в рамках борьбы с бездоговорным и безучётным потреблением.

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск при проведении работ на нулевом неизолированном проводе обеспечиваются средствами изоляции нулевого провода в местах его крепления к стальной арматуре посредством изолирующих колпаков и накладок.

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск при проведении работ на них без снятия напряжения не допускается реконструировать в следующих случаях: ошибочное действие бригады по отключению ВЛ с проводом СИП, средства защиты и изоляции неисправны или повреждены, неблагоприятные погодные условия дождя, снега, метели, порывистого ветра или комбинации явлений погоды.

Воздушные линии с проводом СИП системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск при проведении работ по наряду на них без снятия напряжения следует оснащать соответствующей документацией по нарядам и допускам. Количество работников по наряду не менее двух, 4 и 3 группы допуска.

Работники, приступающие к реконструкции воздушных линий с проводом СИП системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск при проведении работ по наряду на них без снятия напряжения должны пройти подготовку и получить право на проведение соответствующих работ, предусматривающих работу на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которым выполняются работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте с обязательным использованием средств защиты от падения с высоты, о чем должна быть сделана соответствующая запись в удостоверении о проверке знаний правил работы в электроустановках, форма которого регламентирована.

12.2 Экологичность

В данном пункте работы проводится расчёт безопасного расстояния от КТП посёлка Новорайчихинск до территории, где расположены жилые дома.

Акустическое действие шума на территории непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений нормируется [29]:

$$L_{a_{max}} = 55 \text{ дБА с } 7^{00}\text{-}23^{00} \text{ часов};$$

$$L_{a_{max}} = 45 \text{ дБА с } 23^{00}\text{-}7^{00} \text{ часов.}$$

Трансформаторы разной мощности с естественным масляным охлаждением посёлка Новорайчихинск (марки ТМ) имеют скорректированные уровни звуковой мощности, в соответствии с [28]:

$$\text{Для трансформаторов мощностью } 63\text{-}100 \text{ кВА} - L_{pa} = 59 \text{ дБА};$$

$$\text{Для трансформаторов мощностью } 160 \text{ кВА} - L_{pa} = 62 \text{ дБА};$$

$$\text{Для трансформаторов мощностью } 250 \text{ кВА} - L_{pa} = 65 \text{ дБА};$$

$$\text{Для трансформаторов мощностью } 400 \text{ кВА} - L_{pa} = 68 \text{ дБА.}$$

Для расчёта минимального расстояния по шуму от КТП посёлка Новорайчихинск до территории жилой застройки обеспечивается расчёт суммарного скорректированного уровня звуковой мощности для двух трансформаторов ТМ-100/10 на ТП-1 по формуле, имеющей вид, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{PAi}}, \quad (91)$$

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0.1 \cdot 59} = 62,$$

где L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности для одного трансформатора ТМ-100, согласно [28], 59 дБА.

Для расчёта минимального расстояния по шуму от ТП-1 посёлка Новорайчихинск до территории жилой застройки применяется формула, имеющая вид, м:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{PA\Sigma} - L_A}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (92)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{62-45}{10}}}{2 \cdot \pi}} = 3,$$

В результате определяется значение минимального расстояния, на котором должна быть расположена ТП-1 от жилой зоны посёлка Новорайчихинск. На рисунке 8 показан план для расчета шумового воздействия на примере ТП-1, по которому видно, что расстояние R не достигает зданий ближайших жилых домов 3.3, 3.4, что говорит о правильности расположения ТП-1.

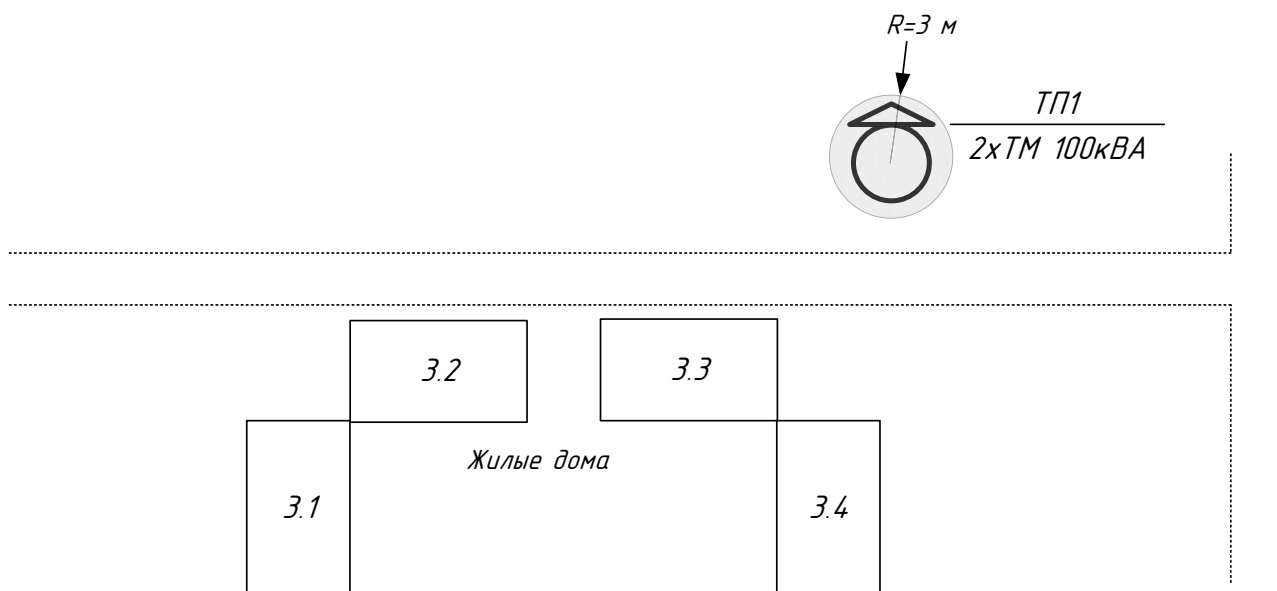


Рисунок 8 - План для расчета шумового воздействия для ТП-1

В таблице 36 данные по результатам расчёта расстояния от ТП до жилой зоны посёлка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждой ТП.

Таблица 36 – Результаты расчёта расстояния от ТП до жилой зоны посёлка Новорайчихинск

№ ТП	Стуст, кВА	L_{pa} , дБА	$L_{pa\Sigma}$, дБА	Rmin, м	Rфакт, м
ТП-1	100	59	62	3	9
ТП-2	160	62	65	4	8
ТП-3	250	65	68	6	8
ТП-4	400	68	71	8	9
ТП-5	63	59	62	3	9
ТП-6	100	59	62	3	10
ТП-7	250	59	62	3	12

Как видно из таблицы 34, уровень звукового давления от источников шума не выходит за рамки санитарно – гигиенических норм. Следовательно, все расстояния от ТП до ближайших жилых домов, поликлиники, школы обеспечивают экологичность проекта по реконструкции ТП посёлка Новорайчихинск.

12.3 Чрезвычайные ситуации

Для чрезвычайной ситуации пожара в системе электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск приводятся меры пожарной безопасности в РУ 10 кВ ПС Новорайчиха, трансформаторах ТП, кабельных и воздушных линиях системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск.

При возникновении пожара на ПС Новорайчиха первый заметивший загорание должен сообщить начальнику группы подстанции (мастеру), [31].

В свою очередь начальник группы подстанции (мастер) в их отсутствие оперативный или оперативно-производственный персонал должен немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану, при этом назвать адрес подстанции, место возникновения пожара, указать количество трансформаторного масла находящегося в горящем оборудовании, сообщить диспетчеру АО ДРСК.

Начальник ПС Новорайчиха (мастер, оперативный или оперативно-производственный персонал) до прибытия первого пожарного подразделения к месту пожара является руководителем тушения пожара и обязан:

- оценить пожарную обстановку, спрогнозировать распространение пожара и возможность образования новых очагов горения;

- принять меры по созданию безопасных условий персоналу и л/с пожарных подразделений для тушения пожара, в случае угрозы жизни людей немедленно организовать их спасение;

- произвести необходимые операции по отключению и заземлению оборудования ПС Новорайчиха, отключение или переключение в зоне пожара может производиться по типовым бланкам переключения или по оперативным карточкам, с последующим уведомлением диспетчера ОДС;

- мобилизовать персонал и членов ДПД на тушение пожара первичными средствами пожаротушения;

- направить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и ближайших водоисточников;

- провести инструктаж по правилам БЭЭ и выдать письменный допуск на тушение пожара первому прибывшему старшему оперативному начальнику пожарной охраны.

Старший начальник пожарной охраны, прибывший к месту пожара, обязан немедленно связаться с руководителем тушения пожара, получить от него данные об обстановке на пожаре и письменный допуск на проведение тушения в котором указывается, какое оборудование или какие его токоведущие части остались под напряжением, какие обесточены и принять на себя обязанности руководителя тушения пожара.

Для руководства тушением пожара организуется штаб. В состав штаба входит начальник группы подстанций (мастер, оперативный или оперативно-ремонтный персонал), который должен иметь на руке красную отличительную повязку с нанесенным знаком электрического напряжения.

При тушении пожара работа пожарных подразделений (расстановка сил и средств пожаротушения, перемена позиций, переход от одних средств пожаротушения к другим и т.п.) производится с учетом указаний представителя группы подстанций. В свою очередь представитель группы подстанций согласовывает с РТП свою работу и распоряжения, а также информирует во время пожара об изменениях в состоянии работы электроустановок и другого оборудования.

Основой безопасного тушения пожаров в системе электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск является строгое соблюдение организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, а также сознательная дисциплина персонала и пожарных, участвующих в тушении, [31].

Тушение пожаров в системе электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск под напряжением осуществляется при соблюдении таких обязательных условий:

- недопущение приближения пожарных к токоведущим частям системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск на расстояния до горящих электроустановок под напряжением при подаче пожарными огнетушащих веществ из ручных стволов

- согласование РТП с начальником ПС Новорайчиха (мастером, оперативным, оперативно-производственным персоналом) маршрутов движения пожарных на боевые позиции и конкретное указание их каждому пожарному при инструктаже;

- выполнение работы пожарными и водителями пожарных автомобилей, обеспечивающих подачу огнетушащих веществ, в диэлектрических перчатках, ботах или сапогах;

- подача огнетушащих веществ после заземления ручных пожарных стволов и пожарных автомобилей;

- недопущение тушения пожаров в электроустановках при видимости меньше 10 м;

При тушении пожара в системе электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск запрещается:

- выполнение любых отключений и прочих операций с электрическим оборудованием системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск личному составу пожарных подразделений;

- приближение к машинам и механизмам, применяемым для подачи огнетушащих веществ на горящие электроустановки системы электроснабжения

0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск, находящимся под напряжением, лицам, непосредственно не занятым в тушении пожара.

При тушении пожара в системе электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск без снятия напряжения пожарные автомобили и стволы должны быть заземлены, а ствольщик должен работать в диэлектрической обуви и диэлектрических перчатках.

Тушение пожара в помещениях с электроустановками системы электроснабжения 0.4-10 кВ поселка Новорайчихинск, находящимися под напряжением до 10кВ допускается всеми видами пен с помощью ручных средств запрещается, так как пена и раствор пенообразователя обладают повышенной электропроводимостью, по сравнению с распыленной водой.

При необходимости тушения пожара воздушно-механической пеной, с объемным заполнением помещения пеной, производится предварительное закрепление пеногенераторов, их заземление, а также заземление насосов пожарных машин

Устройства для заземления пожарных стволов, пеногенераторов и пожарной техники изготавливаются в необходимом количестве из гибкого медного провода сечением не менее 16мм². Во всех случаях длина провода не ограничивается и определяется из необходимости, допущения свободного маневрирования лица работающего пожарным стволом.

Места заземления пожарной техники определяется специалистами предприятия совместно с представителя пожарной охраны, оборудуются и вывешиваются таблички.

Необходимое количество заземлений, диэлектрической обуви, диэлектрических перчаток и места их хранения определяются начальниками групп ПС, исходя из расчета подачи огнегасительных средств на горящее электрооборудование.

Запрещается пользование указанными заземляющими устройствами, диэлектрической обувью и перчатками, кроме случаев пожара или проведения совместных с пожарными подразделениями тренировок на подстанции.

При аварии на трансформаторах 10/0,4 кВ системы электроснабжения поселка Новорайчихинск с возникновением пожара, он должен быть отключен от сети со всех сторон и заземлен, [30].

После снятия напряжения, тушение пожара следует производить любыми средствами пожаротушения (распыленной водой, воздушно-механической пеной, огнетушителями)

При пожаре трансформаторах 10/0,4 кВ системы электроснабжения поселка Новорайчихинск установленном в закрытом помещении (камере) и закрытом распределительном устройстве, должны быть приняты меры по предупреждению распространения пожара через проемы, каналы и др. При тушении пожара следует применять те же средства тушения пожара, как и для трансформаторов наружной установки.

При внутреннем повреждении трансформаторах 10/0,4 кВ системы электроснабжения поселка Новорайчихинск, с внутренним выбросом масла через выхлопную трубу или через нижний разъем (срез болтов и деформация фланца разъема) и возникновением пожара внутри трансформатора, следует вводить средства тушения пожара внутрь трансформатора, через верхние люки и через деформированный разъем.

При возникновении пожара трансформаторах 10/0,4 кВ системы электроснабжения поселка Новорайчихинск сливать масло из трансформаторов запрещается, так как это может привести к повреждению внутренних обмоток и трудности дальнейшего тушения.

Во время развившегося пожара на трансформаторах 10/0,4 кВ системы электроснабжения поселка Новорайчихинск необходимо защищать от действия высокой температуры водными струями металлические опоры, порталы, соседние трансформаторы и другое оборудование, при этом в зоне действия водяных струй с ближайшего оборудования и распределительных устройств должно быть снято высокое напряжение и они должны быть заземлены.

При пожаре в кабельных сооружениях системы электроснабжения поселка Новорайчихинск должны быть приняты меры по снятию напряжения с кабе-

лей. В первую очередь снимается напряжение с кабелей, имеющих более высокое напряжение.

В целях предупреждения распространения пожара в системе электроснабжения поселка Новорайчихинск принимаются меры по изоляции кабелей от остального оборудования.

Для прохода в кабельные сооружения системы электроснабжения поселка Новорайчихинск и подачи от пожарных машин воздушно-механической пены, кроме основных входов (дверных проемов) следует использовать имеющиеся люки.

При подаче пены в кабельные помещения системы электроснабжения поселка Новорайчихинск через дверные проемы пеногенераторы закрепляются в верхней части вблизи ее.

13 НАДЁЖНОСТЬ СЕТИ 10 КВ

Расчёт надёжности петлевой схемы электроснабжения 10 кВ посёлка Новорайчихинск осуществляется вероятностным методом.

Исходная схема сети 10 кВ представлена на рисунке 9.

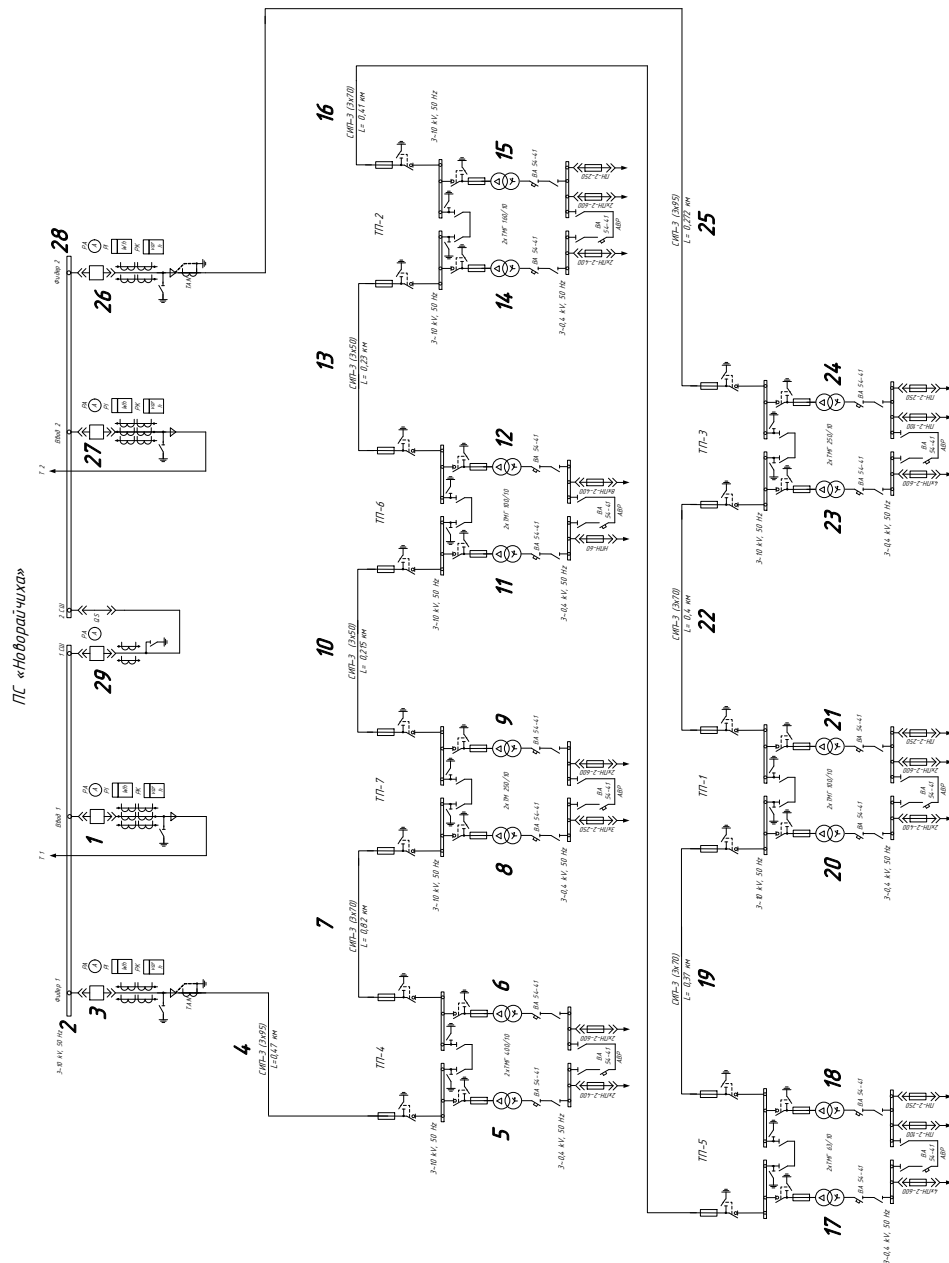


Рисунок 9 - Схема сети 10 кВ

По имеющейся однолинейной схеме сети 10 кВ составляется схема замещения для использования вероятностного метода расчёт надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск, рисунок 10.

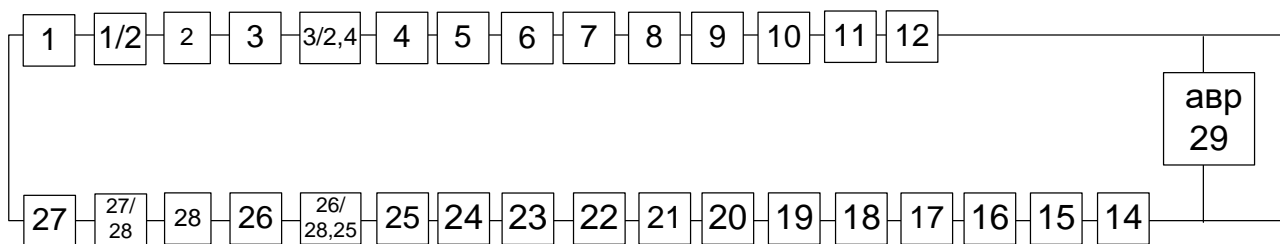


Рисунок 10 - Схема замещения сети 10 кВ

В таблице 37 данные по справочным показателям надежности элементов сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск приведены в виде списка для каждого элемента схемы замещения – выключатели 10 кВ, шины 10 кВ, линии 10 кВ, трансформаторы 10/0,4 кВ ТП.

Таблица 37 – Справочные показатели надежности элементов сети 10 кВ

№ эл.	ω , 1/год	t_B , ч	μ , 1/год	t_P , ч	акз	аоп
ВЛ СИПЗ 10 кВ	0,04	16	1	2		
Выключатель вакуумный 10 кВ	0,015	20	0,2	40	0,015	0,002
Трансформаторы 10/0,4	0,016	50	0,25	6	-	
Шины 10 кВ	0,03	5	0,166	5	-	-

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт вероятностей отказа элементов схемы сетей 10 кВ по формуле, имеющей вид:

$$q = \omega \cdot t_B / 8760; \quad (93)$$

$$q_{Л4,7,10} = \omega_{Л} \cdot t_{ВЛ} / 8760 = 0,04 \cdot 16 \cdot 1,505 / 8760 = 0,00011$$

$$q_{Л25,22,19,16} = \omega_{Л} \cdot t_{ВЛ} / 8760 = 0,04 \cdot 16 \cdot 1,452 / 8760 = 0,000106$$

$$q_{Т10/0,4} = \omega_{Т} \cdot t_{БТ} / 8760 = 0,02 \cdot 50 / 8760 = 0,000114$$

$$q_B = \omega_B \cdot t_{ВВ} / 8760 = 0,015 \cdot 20 / 8760 = 0,000034$$

$$q_{CIII} = \omega_{CIII} \cdot t_{BCIII} / 8760 = 0,03 \cdot 3 / 8760 = 0,000051$$

$$\begin{aligned} q_{B1} &= \omega_{CT1} \cdot t_{B1} + a_{Ba61} \cdot (\omega_2 \cdot t_{B2}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on} = \\ &= 0,015 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,03 \cdot 5) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000035 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_{B27} &= \omega_{CT27} \cdot t_{B27} + a_{Ba627} \cdot (\omega_{28} \cdot t_{B28}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on} = \\ &= 0,015 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,03 \cdot 5) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000035 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_{B28} &= \omega_{CT28} \cdot t_{B28} + a_{Ba628} \cdot (\omega_2 \cdot t_{B2} + \omega_{28} \cdot t_{B28}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on} = \\ &= 0,015 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,03 \cdot 5 + 0,03 \cdot 5) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000035 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_{B3} &= \omega_{CT3} \cdot t_{B3} + a_{Ba63} \cdot (\omega_2 \cdot t_{B2} + \omega_{4,7,10} \cdot t_{B4,7,10}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on} = \\ &= 0,015 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,04 \cdot 16 \cdot 1,505 + 0,03 \cdot 5) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000036 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_{B26} &= \omega_{CT26} \cdot t_{B26} + a_{Ba626} \cdot (\omega_{28} \cdot t_{B28} + \omega_{25,22,19,16} \cdot t_{B25,22,19,16}) + a_{Bon} \cdot N_{on} \cdot T_{on} = \\ &= 0,015 \cdot 20 + 0,015 \cdot (0,04 \cdot 16 \cdot 1,452 + 0,03 \cdot 5) + 0,002 \cdot 1 \cdot 1 / 8760 = 0,000036 \end{aligned}$$

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт вероятностей отказа последовательных элементов схемы замещения сетей 10 кВ по формуле, имеющей вид:

$$q_I = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_7 + q_8 + q_9 + q_{10} + q_{11} + q_{12}; \quad (94)$$

$$q_I = 0,00011 + 0,000114 \cdot 6 + 0,000051 + 0,000035 + 0,000036 = 0,00092;$$

$$q_{II} = q_{28} + q_{27} + q_{26} + q_{25} + q_{24} + q_{23} + q_{22} + q_{21} + q_{20} + q_{19} + q_{18} + q_{17} + q_{16} + q_{15} + q_{14};$$

$$q_{II} = 0,000106 + 0,000114 \cdot 8 + 0,000051 + 0,000035 + 0,000036 = 0,00114.$$

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт поток отказов последовательных элементов схемы замещения сетей 10 кВ по формуле, имеющей вид:

$$\omega_I = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6 + \omega_7 + \omega_8 + \omega_9 + \omega_{10} + \omega_{11} + \omega_{12} + \omega_{np \text{ наибВЛ}}; \quad (95)$$

$$\omega_I = 0,04 \cdot 1,505 + 0,02 \cdot 6 + 0,03 + 0,015 \cdot 2 + 0,04 \cdot 1,505 = 0,3;$$

$$\omega_{II} = \omega_{28} + \omega_{27} + \omega_{26} + \omega_{25} + \omega_{24} + \omega_{23} + \omega_{22} + \omega_{21} + \omega_{20} + \omega_{19} + \omega_{18} + \omega_{17} + \omega_{16} + \omega_{15} + \omega_{14} + \omega_{np \text{ наибВЛ}};$$

$$\omega_{II} = 0,04 \cdot 1,452 + 0,02 \cdot 8 + 0,03 + 0,015 \cdot 2 + 0,04 \cdot 1,452 = 0,312.$$

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт времени восстановления цепочек последовательных элементов схемы замещения сетей 10 кВ по формуле, имеющей вид:

$$t_{в1} = q_1 / (\omega_I - \omega_{Inб}) \cdot 8760; \quad (96)$$

$$t_{в1} = 0,00092 / (0,3 - 0,04 \cdot 1,505) \cdot 8760 = 33,4 \text{ ч};$$

$$t_{в2} = q_2 / (\omega_{II} - \omega_{IIнб}) \cdot 8760;$$

$$t_{в2} = q_2 / (\omega_{II} - \omega_{IIнб}) \cdot 8760 = 0,00114 / (0,312 - 0,04 \cdot 1,452) \cdot 8760 = 39,3 \text{ ч}.$$

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт коэффициентов преднамеренных отключений цепочек последовательных элементов схемы замещения сетей 10 кВ по формуле, имеющей вид:

$$K_{npI} = 1 - e^{-(t_{npI}/t_{в1})}; \quad (97)$$

$$K_{npI} = 1 - e^{-(50/33,4)} = 0,77;$$

$$K_{npII} = 1 - e^{-(t_{np2}/t_{в2})};$$

$$K_{npII} = 1 - e^{-(50/39,3)} = 0,72.$$

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт параметра потока отказов системы 10 кВ по формуле, имеющей вид:

$$\omega_c = \omega_I \cdot q_{II} + q_I \cdot \omega_{II} + q_{вл} \cdot \omega_{np\ вл} + q_{вл} \cdot \omega_{np\ вл}; \quad (98)$$

$$\begin{aligned} \omega_c &= 0,3 \cdot 0,00114 + 0,312 \cdot 0,00092 + \\ &+ ((0,3 - 0,04 \cdot 1,505) \cdot 1 \cdot 50/8760 + (0,312 - 0,04 \cdot 1,452) \cdot 1 \cdot 50/8760) = 0,083. \end{aligned}$$

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт вероятности отказа системы по формуле, имеющей вид:

$$q_c = q_1 \cdot q_2 + q_2 \cdot K_{np1} \cdot \omega_{np5} \cdot t_{np1} + q_1 \cdot K_{np2} \cdot \omega_{np6} \cdot t_{np2}; \quad (99)$$

$$\begin{aligned} q_c &= 0,00092 \cdot 0,00114 + 0,00114 \cdot 0,77 \cdot 50 \cdot 1/8760 + \\ &+ 0,00092 \cdot 0,72 \cdot 50 \cdot 1/8760 = 0,000092. \end{aligned}$$

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт вероятности отказа системы с учётом АВР по формуле, имеющей вид:

$$\begin{aligned} Q_c &= Q(S / A_1 A_2) \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + Q(S / \overline{A_1} A_2) \cdot Q(A_1) \cdot P(A_2) + \\ &+ Q(S / A_1 \overline{A_2}) \cdot P(A_1) \cdot Q(A_2) + Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2}) \cdot Q(A_1) \cdot Q(A_2), \end{aligned}$$

$$Q_c = 0,0000092 \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 0,0002018,$$

где $Q(S / A_1 A_2)$ – условная вероятность отказа системы при условии отсутствия отказа вводов 10 кВ;

$Q(S / \overline{A_1} A_2)$ – то же при условии отказа в отключении поврежденного элемента;

$Q(S / A_1 \overline{A_2})$ – то же при условии отказа во включении резервного элемента;

$Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2})$ – то же при условии совпадения отказа в отключении с отказом во включении;

$P(A_1)$, $Q(A_1)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа в отключении;

$P(A_2)$, $Q(A_2)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа во включении.

Вероятность отказа в отключении выключателя составляет 0,01. Вероятность отказа во включении составляет 0,002.

$$P(A_1) = 1 - 2 \cdot 0,01 = 0,98;$$

$$Q(A_1) = 2 \cdot 0,01 = 0,02;$$

$$P(A_2) = 1 - 0,002 = 0,998;$$

$$Q(A_2) = 0,002;$$

Величина $Q(S / \overline{A_1} A_2)$ равна 0,5 в случае, когда половина потребителей остается с питанием.

Величина $Q(S / A_1 \overline{A_2})$ равна 0,5 в случае, когда половина потребителей теряет питание и нет информации с какой секции шин 10 кВ питается потребитель.

Величина $Q(S / \overline{A_1} A_2)$ равна 0,5 в случае, когда половина потребителей сохраняет подключение к сети 10 кВ.

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт среднего времени безотказной работы системы по формуле, имеющей вид:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} ; \quad (100)$$

$$T_c = 1/0,083=12 \text{ лет.}$$

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт времени безотказной работы системы по формуле, имеющей вид:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} ; \quad (101)$$

$$T_p = 0,105/0,083=1,26 \text{ лет.}$$

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт среднего времени восстановления системы 10 кВ по формуле, имеющей вид:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} ; \quad (102)$$

$$t_{BC} = \frac{0,002018}{0,083} \cdot 8760 = 0,96 \text{ ч.}$$

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт недоотпущенной электроэнергии по формуле, имеющей вид:

$$W_{нед} = P_p \cdot q_c \cdot 8760; \quad (103)$$

$$W_{нед} = 1298,84 \cdot 0,0002018 \cdot 8760 = 2269 \text{ кВтч.}$$

где P_p – расчётная нагрузка на шинах ПС Новорайчиха, 1298,84 кВт.

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт недоотпущенной мощности по формуле, имеющей вид:

$$P_{нед} = P_p \cdot q_c; \quad (104)$$

$$P_{нед} = 1298,84 \cdot 0,0002018 = 0,26 \text{ кВт.}$$

Для расчёта надёжности сети 10 кВ посёлка Новорайчихинск обеспечивается расчёт ущерба от недоотпуска электроэнергии по формуле, имеющей вид:

$$Y = T \cdot W_{нед} + U_{внез} \cdot P_{нед} \cdot D; \quad (105)$$

$$Y = 2,74 \cdot 2269 + 0,633 \cdot 0,26 \cdot 75,54 = 67,24 \text{ тыс. руб.,}$$

где T – тариф на электроэнергию для потребителя, 2,74 руб/кВтч;

D – курс доллара, 74,14 руб/долл;

$U_{внез}$ – удельный ущерб от внезапного прекращения передачи мощности, для сельхоз потребителя, 0,633 долл/кВт, [25].

Величина ущерба для энергоснабжающей организации незначительна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения бакалаврской работы были поставлены задачи по реконструкции системы электроснабжения 0,4 и 10 кВ посёлка Новорайчихинск, реконструкции питающих ячеек КРУ в ЗРУ 10 кВ ПС Новорайчиха, расчёту электрических нагрузок, расчёту токов КЗ, выбору и проверке оборудования и средств РЗА, расчёту надёжности реконструируемой системы электроснабжения 10 кВ, экономическому обоснованию затрат на реконструкцию, соблюдению мер безопасности при реконструкции сети 0,4-10 кВ и соблюдении экологичности работы.

Реконструкция системы электроснабжения поселка Новорайчихинск выполнена с целью обеспечить высокую надёжность электроснабжения, экономичность и уменьшение потерь в электрических сетях.

При реконструкции схемы электроснабжения поселка Новорайчихинск были учтены факторы окружающей среды, объёмов электросетевого хозяйства и эксплуатации оборудования после реконструкции.

Полученные результаты по итогу работы соответствуют поставленным задачам при выполнении работы и включают следующий объём технических расчётов по профил. «Электроэнергетика»:

- была определена расчетная нагрузка;
- был определен центр электрических нагрузок;
- было произведено технико-экономическое сравнение, вариантов схем электроснабжения;
- по минимальным затратам был выбран наиболее оптимальный вариант (петлевая схема 10 кВ);
- по расчетным значениям токов короткого замыкания был произведен выбор оборудования и аппаратов защиты.
- по расчетным значениям токов короткого замыкания были выбраны и проверены средства РЗА, защита оборудования обеспечивается вакуумными

выключателями, кварцевыми предохранителями, автоматическими выключателями, выключателями нагрузки, ограничителями перенапряжения;

- по выбранному оборудованию сети 10 кВ определены показатели надёжности схемы электроснабжения 10 кВ с учётом АВР вероятностным методом с определением ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям посёлка Новорайчихинск в размере 67,2 тыс.руб.;

- для реконструируемых КТП 10/0,4 кВ выполнен расчёт заземляющего устройства для обеспечения защиты персонала в различных режимах работы оборудования КТП;

- обоснованы затраты порядка 32 млн.руб. в реконструкцию системы электроснабжения посёлка Новорайчихинск, которые окупятся через 9 лет согласно динамическому показателю чистого дисконтированного дохода за период осуществления проекта 20 лет;

- приведены меры безопасности при реконструкции сетей 0,4-10 кВ посёлка Новорайчихинск, рассчитано безопасное расстояние по шуму для использованных в работе КТП от границы зоны жилой застройки, приведены меры пожарной безопасности на случай их возникновения в электроустановках посёлка Новорайчихинск.

Увеличение нагрузки потребителей за ближайшие 5 лет в случае осуществления проекта может способствовать сокращению срока окупаемости до 5-8 лет в зависимости от величины нагрузки, образуемой за счёт подключения новых потребителей как среди населения, так и среди потребителей сферы производства.

Данная бакалаврская работа разработана на основе применения утвержденных типов конструкций и оборудования серийного заводского изготовления с соблюдением всех требований нормативно-технической документации.

Выбранные при этом схемы распределительных устройств обеспечивают надёжную передачу потоков мощности через трансформаторы на сторону низшего напряжений и вместе с тем отличаются относительной простотой и экономичностью.

Согласно расчетам, произведенным в проекте, оборудование ПС, КТП и РУ устойчиво к действию токов КЗ, выбрано с учетом требований в части климатического исполнения и категорий размещения и способно выполнять свои функции в нормальных и аварийных режимах работы.

В бакалаврской работе были рассмотрены вопросы эксплуатации электрооборудования, релейной защиты, экономики, безопасности жизнедеятельности и экологии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алиев, И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию : моногр. / И. И. Алиев, – Москва : Высшая школа, 2010. – 255 с.
- 2 Воронина А. А. Безопасность труда электроустановках / А.А. Воронина, Н. Ф. Шибенко . - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2017. – 192 с.
- 3 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление ,2001г.
- 4 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные
- 5 ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. [Электронный ресурс]. URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4294837/4294837241.htm>
- 6 ЗАО РИМ [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.04.2021. – Режим доступа : www.zao-rim.ru – 10.04.2021.
- 7 Каменев, В. Д. Справочник по экономической теории / В. Д. Каменев. – Москва : Владос, 2016. – 194 с.
- 8 Киреева Э. А. Справочная книга электрика / Э. А. Киреева, В. И. Григорьев, В. А. Миронов, А. Н. Чохонелидзе, В. В. Григорьев; под ред. В.И. Григорьева. – Москва : Колос, 2014. – 746 с.
- 9 Косов, В. В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / В. В. Косов, Н. В. Лившиц, А. Г. Шахназаров – М.: ОАО «НПО»; Экономика, 2010. – 421 с.
- 10 Марков, Р. В. Дипломное проектирование для сел и поселков / Р. В. Марков – Москва : Энергия, 2012. – 193 с.
- 11 Наумов, И. В. Электроснабжение сельского хозяйства / И. В. Наумов, Т. Б. Лещинская – Иркутск : ИрГСХА, 2015. – 211 с.
- 12 Ополева, Г. Н. Новое электрооборудование в системах электроснабжения / Г. Н. Ополева – Иркутск: Издат – во ИГУ, 2013. – 194 с.

13 Ополева, Г. Н. Электроснабжение: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования : моногр. / Г. Н. Ополева, – Москва : Высшая школа, 2018. – 328 с.

14 Пастухов, В. С. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения. Методические указания по курсовому проектированию. / В. С. Пастухов. – Владивосток : ДВГТУ, 2014. – 24 с.

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

16 Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах . - 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 192 с.

17 Правила устройства электроустановок: Справочник / М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2013. – 184 с.

18 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

19 Приказа управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 20.12.2020 г. №237-пр/э, «Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии на территории Амурской области».

20 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

21 Руководящий документ «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» РД-34.20.185-94. – Министерство топлива и энергетики РФ, 1995.-32 с.

22 Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки

23 Сиротенко, Б. Г. Электрические станции и подстанции : моногр. / Б. Г. Сиротенко. – Севастополь : СНУЯЭиП, 2017. – 107 с.

24 СТО 56947007-29.240.01.271-2019. Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснования

ваний [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.271-2019.pdf (дата обращения 10.06.2021)

25 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – Москва : НТФ «Энергопрогресс», 2009. – 513 с.

26 Федеральная служба государственной статистики по Амурской области [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.04.2021. – Режим доступа : <http://www.amurstat.ru>– 10.04.2021.

27 Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов / А. А. Федоров, Каменева В.В. – 3 – е изд. – Москва : Энергия, 2010. – 408 с.

28 Фёдоров, В. А. Библия релейной защиты и автоматики / В. А. Фёдоров. – Новосибирск : Новосибирский институт повышения квалификации, 2018. – 277с.

29 Центральный банк Российской Федерации [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.04.2021. – Режим доступа : [ttp://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm](http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm)– 10.04.2021.

30 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: моногр. / М.А. Шабад. – Санкт-Петербург : ПЭИПК, 2015. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 с.

31 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под ред. В. Г. Герасимова, А. И. Попова. – 9-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2014. – 964 с.