

**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

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ  
села Пригородное Белогорского района Амурской области

Исполнитель

студент группы 942-узб

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.А. Тютюнник

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

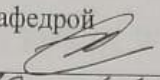
Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 19 » 04 2023 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента М.А. Тютюнник

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное Белогорского района Амурской области

(утверждена приказом от 03.04.2023г. № 494-УК)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 09.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: поопорная схема 0,4 кВ села Пригородное, поопорная схема 10 кВ села Пригородное, однолинейная схема ПС Пригородная, контрольный замер Белогорского РЭС Амурских электрических сетей декабрь 2022 года.

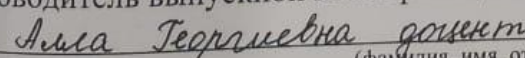
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): энергоэкономическая характеристика района проектирования, исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, низковольтное электроснабжение, выбор числа и мощности трансформаторов трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, выбор схемы подключения трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ к подстанции Пригородная, реконструкция центра питания 10 кВ, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов напряжением до 1 кВ, выбор и проверка электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ, релейная защита и автоматика, заземление трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

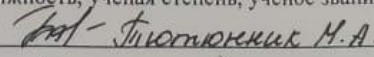
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): план сети 0,4 кВ села Пригородное, варианты выполнения схемы сети 10 кВ, токи короткого замыкания и результаты выбора схемы сети 10 кВ, однолинейная схема сети 10 кВ, однолинейная схема ПС Пригородная 35/10 кВ, микропроцессорная защита отходящей линии 10 кВ

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

7. Дата выдачи задания 19.04.2023 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева

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

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023 г. 

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 с, 13 рисунков, 34 таблицы, 32 использованных источника.

РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ДОПУСТИМАЯ ТОКОВАЯ НАГРУЗКА, СЕЛЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ЗАЩИТЫ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАГРУЗКА ЖИЛЫХ ДОМОВ, НАГРУЗКА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, РАСЧЁТНЫЙ ТОК, КОЭФФИЦИЕНТ СОВМЕЩЕНИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД.

В выпускной квалификационной работе проводится расчёт параметров системы электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ Белогорского района Амурской области для обеспечения её соответствия современным требованиям к надёжности и эффективности. В объём проведенных расчётов вошли требуемые расчёты по замене сталеалюминиевых проводов на изолированные, расчёты загрузки трансформаторных подстанций, при этом их местоположение для снижения затрат на отвод земель не изменялось, расчёты средств релейной защиты и автоматики в сетях 0,4-10 кВ. В результате проведенных расчётов получены расчётные показатели сети 0,4 – 10 кВ Белогорского района Амурской области.

Практическая значимость проекта состоит в наличии готовых расчётных данных сетей напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное Белогорского района Амурской области.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района реконструкции	11
1.1 Потребители района реконструкции	11
1.2 Климатическая характеристика	12
1.3 Экономическая характеристика	12
1.4 Уровень потерь электрической энергии	13
2 Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет	16
2.1 Расчет нагрузки жилых домов	16
2.2 Расчет нагрузки общественных зданий	17
2.3 Расчет нагрузки коммунальных потребителей	18
2.4 Расчет нагрузки промышленных потребителей	18
3 Низковольтное электроснабжение	19
3.1 Расчет нагрузки уличного освещения	19
3.2 Расчёт нагрузок линий 0,4 кВ	20
3.3 Выбор и проверка проводников линий 0,4 кВ	24
3.4 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ	27
4 Выбор числа и мощности трансформаторов трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ	29
5 Выбор схемы подключения трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ к подстанции Пригородная	32
5.1 Расчёт потерь мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ	32
5.2 Расчёт нагрузки на стороне 10 кВ трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ	34
5.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ	35
5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ	40
6 Реконструкция центра питания 10 кВ	42

6.1 Расчёт электрических нагрузок на шинах 10 кВ подстанции	
Пригородная	42
6.2 Компенсация реактивной мощности на шинах 10 кВ подстанции	
Пригородная	43
6.3 Компенсация емкостных токов замыкания на землю	43
7 Расчет токов короткого замыкания	45
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	45
7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ	48
8 Выбор и проверка электрических аппаратов напряжением до 1 кВ	53
8.1 Выбор линейных автоматических выключателей 0,4 кВ	53
8.2 Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ	55
9 Выбор и проверка электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ	57
9.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства 10 кВ	57
9.2 Выбор выключателей 10 кВ	59
9.3 Выбор трансформаторов тока 10 кВ	63
9.4 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ	67
9.5 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ	69
9.6 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ	71
9.7 Проверка проводов воздушных линий 10 кВ по термической стойкости	73
9.8 Выбор ограничителе перенапряжения 10 кВ	75
10 Релейная защита и автоматика	80
10.1 Токовая отсечка воздушных линий 10 кВ	80
10.2 Максимальная токовая защита воздушных линий 10 кВ	82
10.3 Защита от однофазных замыканий на землю	84
10.4 Автоматическое включения резерва на подстанции Пригородная	85
11 Заземление трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ	86
12 Безопасность и экологичность	90
12.1 Безопасность	90
12.2 Экологичность	93

12.3 Чрезвычайные ситуации	98
Заключение	101
Библиографический список	102
Приложение А Расчёт потерь для вариантов сети 10 кВ	108

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;

ВЛ – воздушная линия

ЗНЗ – защита от замыкания на землю

ЗРУ - закрытого распределительного устройства

КЗ – короткое замыкание

КРМ - компенсации реактивной мощности

КРУ – комплектное распределительное устройство

МТЗ – максимальная токовая защита

ОС – осветительная сеть

ПС – подстанция силовая

РЭС – район электрических сетей

СИП - самонесущий изолированный провод

ТО – токовая отсечка

ТП – трансформаторная подстанция

## ВВЕДЕНИЕ

Контроль процесса передачи и распределения электрической энергии связан с объёмами работ по техническому перевооружению и зависит от объёма инвестиций в действующее электросетевое хозяйство. Системы управления режимами, интеллектуальные системы учёта, системы контроля и ограничения электропотребления эффективны в извечной степени в случае технической оснащённости электрических сетей различного номинального напряжения, [3].

Потери электроэнергии в электрических сетях районов электроснабжения вне крупных городских сетевых участков и промышленных площадок зависят от степени износа оборудования, используемого как в центрах питания, так и в сетях среднего и низкого напряжений. Фактическое оснащение и функционал интеллектуальных систем учёта электрической энергии с одной стороны, способствуют снижению нетехнических потерь электрической энергии, с другой стороны недостаточность приборов учёта с функционалом интеллектуальных систем учёта электрической энергии отрицательно сказывается на темпах снижения потерь от воровства электрической энергии. Кроме того, фактическое подключение мощности потребителей и величина мощности, определенная в заявках на подключение к электрическим сетям, требуют корректировки под фактические параметры потребления электрической энергии, так как показатели качества электрической энергии зачастую не соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013. Выполнение требований согласования пропускной способности оборудования электрической сети фактической её загруженности не всегда соблюдается.

Достаточность оборудования без ограничений по импортозамещению на текущий момент не ставит жёстких рамок на выбор оборудования отечественных марок производителей. Отдельные комплектующие основного электротехнического оборудования засчёт послегарантийного обслуживания производителем в конечном счёте способствуют ремонтпригодности оборудования в сравнении с зарубежными аналогами.



Эффективность процесса передачи и распределения электрической энергии в сетях низкого и среднего классов напряжения в современных условиях зависит от технической составляющей потерь электроэнергии в меньшей степени, по сравнению с нетехнической составляющей потерь электрической энергии. Падение реальных доходов населения, проживающего в районах Амурской области, закрепованность населения, инфляционные процессы в экономике приводят к обострению проблемы роста нетехнической составляющей потерь электрической энергии. Готовность электросетевых компаний и способность своевременно обновлять комплекс электросетевого имущества в скором времени будет иметь решающее значение в процессе повышения эффективности деятельности по передаче и распределению электрической энергии.

Выбор Белогорского района Амурской области для проектирования обоснован фактическим износом оборудования и величиной отчётных потерь электрической энергии. Увеличение издержек эксплуатации изношенных сетей требует принятия мер по реконструкции изношенного оборудования. Совместно с решением проблемы износа оборудования решается проблема повышения показателя безаварийности при эксплуатации сетей напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное Белогорского района Амурской области. В рамках проведения реконструкции сетей напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное Белогорского района Амурской области для сохранения комплексного подхода при реконструкции уделяется внимание выбору уставок и времени срабатывания блоков микропроцессорных защит ВЛ-10 кВ.

Цель работы – реконструкция сетей напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное Белогорского района Амурской области.

Этапы работы, выполняя которые осуществляется цель проекта:

- оценивание фактических потерь электрической энергии, что позволит оценить актуальность работы в целом;
- подбор параметров изолированных проводов в сети 0,4 кВ марки СИП – 2А;

- подбор параметров изолированных проводов в сети 10 кВ марки СИП – 3;
- выбор и проверка трансформаторов ТП 10/0,4 кВ в соответствии с эффективными коэффициентами загрузки;
- установка и проверка вакуумных выключателей 10 кВ в центре питания ПС Пригородная.

Новизна работы сводится к выбору оборудования производителей, готовых осуществить поставку оборудования в полном объеме, применению расчётных методов с инженерной точностью.

Оформление и расчёты ВКР проведены в ОС Windows 10 с лицензионным программным обеспечением Microsoft office Word-2014, Microsoft office Excel-2012, Microsoft Visio-2014, услуги провайдера сети Интернет предоставлены ПАО «Ростелеком».

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

## 1.1 Потребители района реконструкции

Состав потребителей села Пригородное Белогорского района Амурской области определяется относительно заключенного договора электроснабжения с гарантирующим поставщиком ПАО «ДЭК».

Жилые дома – одно и двухквартирные дома, деревянные, кирпичные, большинство домов имеют частные землевладения, два многоквартирных дома. Нагрузка одно и трёхфазная, мелкомоторные бытовые электроприёмники, уровень напряжения 0,4 кВ, переменный ток частотой 50 Гц. Доля в общей нагрузке района реконструкции 75%, категория по надёжности и бесперебойности электроснабжения – III.

Общественные здания – КФХ, клуб, школы и дошкольные учреждения, закусочная, сельсовет, отделение связи, магазины, контора АТС, торговый центр. Нагрузка трёхфазная, мелкомоторные электроприёмники, уровень напряжения 0,4 кВ, переменный ток частотой 50 Гц. Доля в общей нагрузке района реконструкции 5%, категория по надёжности и бесперебойности электроснабжения – II, III.

Коммунальные потребители – насосные, котельные. Нагрузка трёхфазная, электроприёмники насосов, уровень напряжения 0,4 кВ, переменный ток частотой 50 Гц. Доля в общей нагрузке района реконструкции 10%, категория по надёжности и бесперебойности электроснабжения – II.

Промышленные потребители – склады, комбинаты забоя скота, коровник, мастерская, машинный двор, гаражи, АЗС. Нагрузка трёхфазная, электроприёмники насосов, нагревательных установок, уровень напряжения 0,4 кВ, переменный ток частотой 50 Гц. Доля в общей нагрузке района реконструкции 10%, категория по надёжности и бесперебойности электроснабжения – II, III.

Потребители района реконструкции физические лица (тариф НН) составляют 70%, физические лица многоквартирные дома (тариф НН) составляют 5%, потребители юридические лица (тариф СН1) составляют 25%.

### **1.2 Климатическая характеристика**

Тип климатического исполнения КТП и ячеек КРУ 10 кВ на ПС Пригородная будет определен исходя из условий климата, где будет проводится монтаж данного оборудования в реконструируемых сетях.

Краткие данные по климатическим характеристикам указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики Белогорского района

характеристика	показатель
Абсолютный минимум температуры за период наблюдения 5 лет	-46 <sup>0</sup> С
Абсолютный максимум температуры за период наблюдения 5 лет	+42 <sup>0</sup> С
Среднегодовая температура за период наблюдения 5 лет	0 <sup>0</sup> С
Район по давлению ветра (карты районирования)	III
Район по толщине стенки гололёда (карты районирования)	III
Число грозových часов	60
грунт	Глина/песок
Толщина снежного покрова (январь-февраль)	8,5 см

### **1.3 Экономическая характеристика**

По итогам 2022 года Губернатором Амурской области был анонсирован план развития сельскохозяйственной отрасли Приамурья. В Белогорском районе планируется создание завода – производителя органоминеральных удобрений. Строительство в Белогорском районе завода по производству удобрений позволит нарастить количество рабочих мест, соответственно близкорасположенные населенные пункты к городу Белогорск потенциально могут рассматриваться как центры роста населения [3].

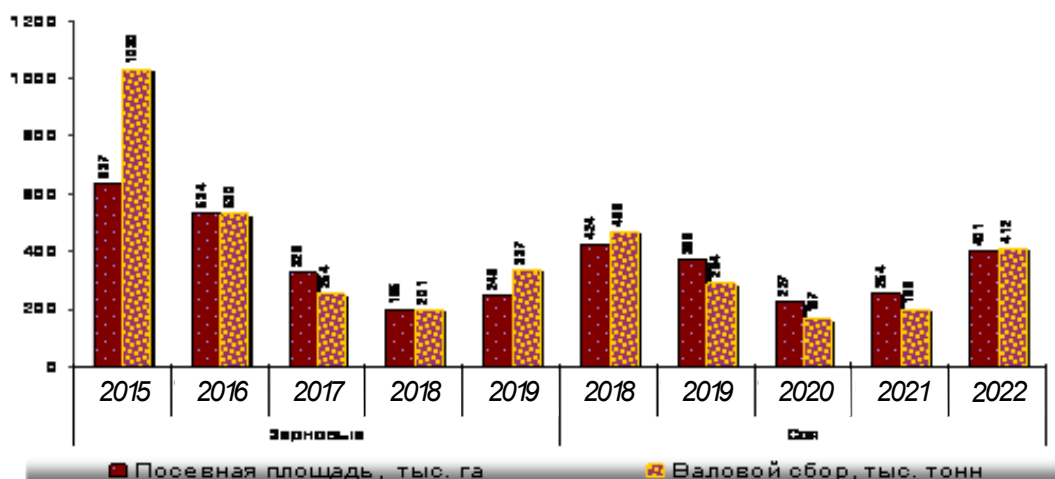


Рисунок 1– Динамика производства зерна и сои в Амурской области [3]

Планомерный рост производства зерновых культур, который отмечается с 2018 года, в количественном выражении рост составил 337 тыс. тонн (рост на 23%), сои 412 тыс. тонн, при урожайности зерновых - 13,7 ц/га, сои – 10,3 ц/га.

Также, с 2018 года отмечается стабильный рост площадей обрабатываемой пашни в фермерских хозяйствах Амурской области. В течении 4 лет посевная площадь приросла на величину 174 тыс. га. Ежегодный прирост в среднем составляет 43,5 тыс. га, что является стабильным показателем развития региона и показывает состоятельность создания электроэнергетической инфраструктуры.

#### 1.4 Уровень потерь электрической энергии

Рассмотрим величину потерь по фидерам ПС Пригородная Белогорского РЭС.

Рисунок 2 с данными о результатах сложившихся коммерческих потерь электрической энергии сформирован с разбивкой по каждому фидеру 10 кВ и показан ниже по тексту.

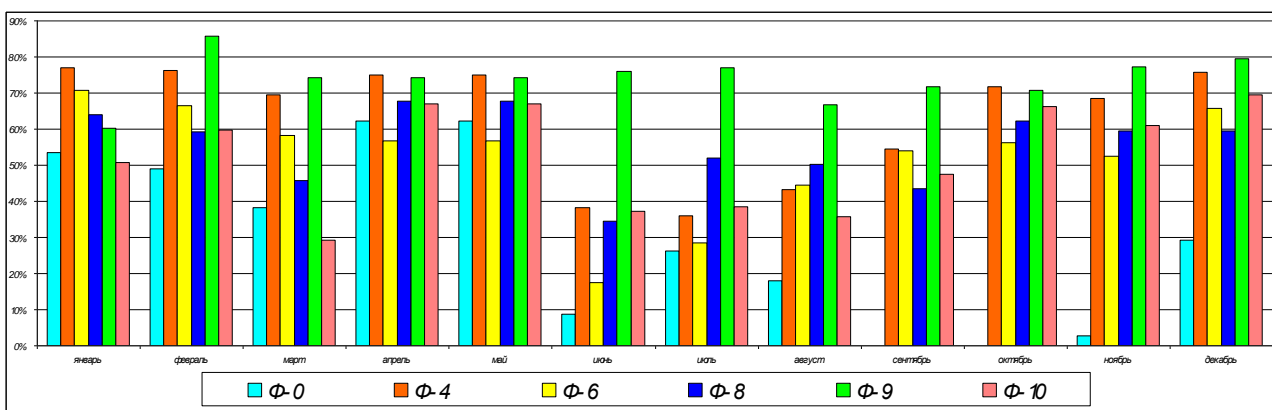


Рисунок 2 - Коммерческие потери по фидерам ПС Пригородная за 2022 год

Рисунок 3 с данными о результатах сложившихся технических потерь электрической энергии сформирован с разбивкой по каждому фидеру 10 кВ и показан ниже по тексту.

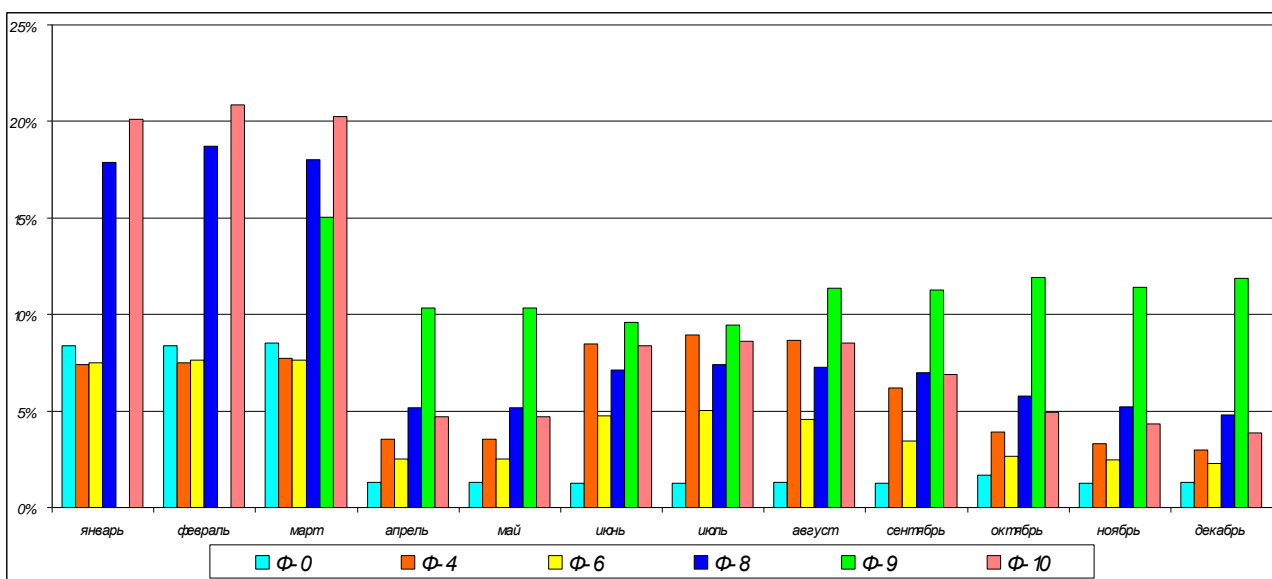


Рисунок 3 - Технические потери по фидерам ПС Пригородная за 2022 год

Рисунок 4 с данными о результатах сложившихся потерь электрической энергии сформирован с разбивкой по каждому фидеру 10 кВ и показан ниже по тексту.

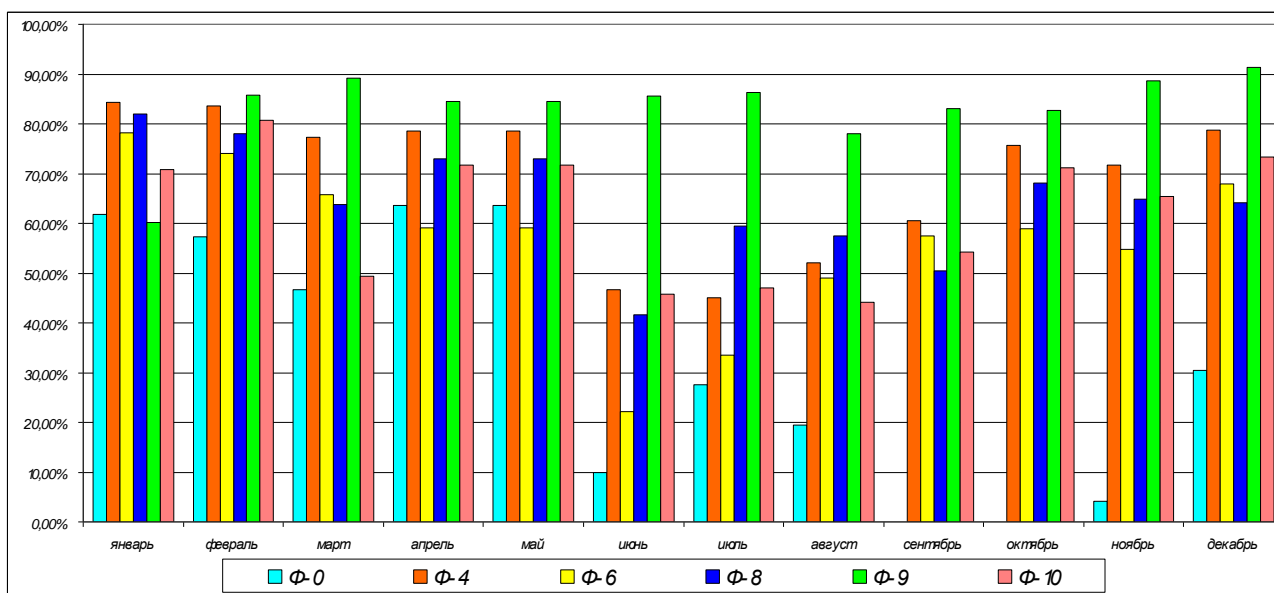


Рисунок 4 - Потери по фидерам ПС Пригородная за 2022 год

Полученные данные на основе анализа рисунков 2-4 показывают, что усреднённо коммерческие потери электрической энергии 54% от поступившей величины электрической энергии в сеть 10 кВ. Потенциально данная величина может быть снижена до 7-8%.

Усреднённо технические потери электрической энергии 20% от поступившей величины электрической энергии в сеть 10 кВ. Потенциально данная величина может быть снижена до 3-4%.

Так как имеются показатели неэффективной работы сетей 0,4 – 10 кВ, то необходимо реконструировать сети 0,4 – 10 кВ села Пригородное.

## 2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ АНАЛИЗА НАГРУЗОК И ИХ РАСЧЕТ

### 2.1 Расчет нагрузки жилых домов

Используется следующее инженерное выражение для вычисления полной мощности жилого дома за темное время суток по порядку расчёта, приведенным в [5]:

$$S_B = \frac{K_{VB} \cdot P_P}{\cos \varphi_B}; \quad (1)$$

$$S_B = \frac{1 \cdot 7,5}{0,97} = 7,7 \text{ кВА};$$



где  $K_{yB}$  - коэффициент участия в максимуме нагрузок жилого дома в темное время суток [5];

$\cos \varphi_B$  - коэффициент мощности нагрузки потребления жилого дома в темное время суток [5];

$P_p$  - расчетная активная нагрузка на вводе в жилой дом [5].

Используется следующее инженерное выражение для вычисления полной мощности жилого дома за светлое время суток по порядку расчёта, приведенным в [10]:

$$S_d = \frac{K_{yD} \cdot P_p}{\cos \varphi_D}; \quad (2)$$

$$S_d = \frac{0,6 \cdot 7,5}{0,97} = 4,6 \text{ кВА};$$

где  $K_{yD}$  - коэффициент участия в максимуме нагрузок жилого дома в светлое время суток [5];

$\cos \varphi_D$  - коэффициент мощности нагрузки потребления жилого дома в светлое время суток [5].

Таблица 2 с данными о результатах расчёта нагрузок на вводе жилых домов сформирована с разбивкой по каждому типу домов и показана ниже по тексту.

Таблица 2 - Нагрузки на вводе жилых домов села Пригородное

Объект	характеристика		Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	cosφ	КАТ	На плане
Жилой дом 1 кв Улицы – Нижняя, Центральная, Верхняя,	квартира	1	7,5	1,87	7,7	0,97	3	1-8
Жилой дом 2 кв Улицы – Нижняя, Центральная, Верхняя,	квартира	2	15	3,74	15	0,97	3	9-49
Жилой дом 1 кв Улицы – свободная, пионерская, рабочая	квартира	1	7,5	1,87	8	0,97	3	53-66
Жилой дом 2 кв Улицы – свободная, пионерская, рабочая	квартира	2	15	3,74	15	0,97	3	67- 162

Жилой дом 1 кв Улицы – школьная, центральная, советская	квартира	1	7,5	1,87	8	0,97	3	191- 214
Жилой дом 2 кв Улицы – школьная, центральная, советская	квартира	2	15	3,74	15	0,97	3	215- 275
многоэтажный дом	квартира	36	216	57,6	224	0,97	2	186- 187

## 2.2 Расчет нагрузки общественных зданий

Таблица 3 с данными о нагрузках на вводе общественных зданий сформирована с разбивкой по каждому типу потребителей и показана ниже по тексту [5].

Таблица 3 - Нагрузки на вводе общественных зданий села Пригородное

Объект	характеристика		Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	cosφ	КАТ	На плане
КФХ	10 рабочих мест	2	10	6	12	0,86	3	50
клуб	мест	300	32	20	38	0,85	3	52
клуб	мест	300	32	20	38	0,85	3	177
Школа	учеников	160	14	4	15	0,96	3	178
закусочная	человек	8	20	10	22	0,89	3	181
сельсовет	рабочих мест	10	15	6	16	0,93	3	185
отделение связи	рабочих мест	10	15	6	16	0,93	2	188
магазин	человек	8	20	10	22	0,89	3	189-190
контора АТС	рабочих мест	10	15	6	16	0,93	2	276
Школа	учеников	160	14	4	15	0,96	3	277
торговый центр	рабочих мест	50	75	30	81	0,93	3	279

## 2.3 Расчет нагрузки коммунальных потребителей

Таблица 4 с данными о нагрузках на вводе коммунальных потребителей сформирована с разбивкой по каждому типу потребителей и показана ниже по тексту [5].

Таблица 4 - Нагрузки на вводе коммунальных потребителей села Пригородное

Объект	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	cosφ	КАТ	На плане
Насосная	25	25	35	0,71	2	51
Котельная	28	20	34	0,81	2	170-172
Насосная	25	25	35	0,71	2	179-180
Котельная	28	20	34	0,81	2	278
Насосная	25	25	35	0,71	2	280-281

## 2.4 Расчет нагрузки промышленных потребителей

Таблица 5 с данными о нагрузках на вводе промышленных потребителей сформирована с разбивкой по каждому типу потребителей и показана ниже по тексту [8].

Таблица 5 - Нагрузки на вводе промышленных потребителей села Пригородное

Объект	характеристика		Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	cosφ	КАТ	На плане
Склад			15	13	20	0,76	3	163-165
комбинат забоя скота			6	5	8	0,77	2	166-167
коровник	количество коров	400	34	26	43	0,79	2	168-169
мастерская	количество тракторов	50	60	50	78	0,77	3	174-175
машинный двор	количество тракторов	50	60	50	78	0,77	3	176
гараж	машин	10	20	17	26	0,76	3	182-183
АЗС	человек	4	10	5	11	0,89	3	184
комбинат забоя скота			6	5	8	0,77	3	282
Склад			15	13	20	0,76	3	283-284
Весовая			30	25	39	0,77	3	285

## 3 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

### 3.1 Расчет нагрузки уличного освещения

Используется следующее инженерное выражение для вычисления нагрузки уличного освещения по порядку расчёта для ТП-1, приведенным в источнике [10] библиографического списка:

$$P_{oc} = P_{oc,уд} \cdot I; \quad (3)$$

$$P_{oc} = 9 \cdot 1,15 = 10,4 \text{ кВт},$$

где  $P_{oc.уд}$  – в соответствии с расположением села Пригородное вдоль автомобильной дороги Р-297 удельная мощность освещения улиц принимается по наибольшему значению по [2], 9 кВт/км;

$l$  – протяженность дорог села Пригородное, км.

Таблица 6 с данными о нагрузках освещения улиц на ТП села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой ТП и показана ниже по тексту [2].

Таблица 6 – Нагрузка уличного освещения села Пригородное

ТП	$l$ , км	$P_{oc}$ , кВт
1	1,15	10,4
2	1,8	16,2
3	1,4	12,6
4	0,5	4,5
5	1,2	10,8
6	1,3	11,7
7	1,6	14,4
8	0,6	5,4
9	1,2	10,4
10	1,3	11,3
11	1,6	14
12	1,6	14
13	0,9	8,1
14	1,4	12,6
15	2,4	21,6
16	1,1	9,5

### 3.2 Расчёт нагрузок линий 0,4 кВ

Расчёт нагрузок линий 0,4 кВ выполняется на примере ВЛ с изолированным проводом (СИП-2А) и кабельной линии. Выбор проводов СИП-2А с дополнительным проводом для уличного освещения обоснован в силу своих эксплуатационных характеристик для потребителей 3й категории по надёжности села Пригородное – жилых домов и общественных зданий. Выбор кабелей ААШв с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией обоснован благодаря более низким затратам на приобретение и монтаж относительно кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена для потребителей 2й категории по надёжности села Пригородное – промышленных и коммунальных потребителей [18].

Используется следующее инженерное выражение для вычисления нагрузки фидера 0,4 кВ №1 ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [5]:

$$S_P = K_o \cdot S_i; \quad (4)$$

$$S_P = 0.62 \cdot 46,38 = 28,75 \text{ кВА.}$$

где  $K_o$  – коэффициент одновременности включения потребителей фидера 0,4 кВ села Пригородное, принимается исходя из числа потребителей, 0,62 [5].

Используется следующее инженерное выражение для вычисления расчётного тока фидера 0,4 кВ №1 ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [5] библиографического списка:

$$I_{P_{МАКС}} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (5)$$

$$I_{P_{МАКС}} = \frac{28,75}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 41,55 \text{ А.}$$

Используется следующее инженерное выражение для выбора сечения проводника фидера 0,4 кВ №1 ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в [5]:

$$I_{P_{МАКС}} \leq I_{\text{ДОП}}; \quad (6)$$

$$41,55 \text{ А} \leq 115 \text{ А.}$$

Выбирается изолированный провод СИП 2А (3x35+1x25) с длительно допустимым током 115 А.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления расчётного тока фидера 0,4 кВ питания насосной 51 ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в [10]:

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (7)$$

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{35,36}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 51 \text{ А.}$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления допустимого тока кабельной линии 0,4 кВ питания насосной 51 ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в [16]:

$$I_{\text{ДОП}} = I_{\text{ДОП СТАНД}} \cdot K_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ТЕМП}}, \quad (8)$$

$$I_{\text{ДОП}} = 86 \cdot 0,92 \cdot 1,25 \cdot 1 = 99 \text{ А,}$$

где  $K_{\text{СН}}$  - коэффициент, учитывающий степень сокращения токовой нагрузки для случая прокладки кабелей  $N=2$ , 0.92 по [16];

$K_{\text{ПЕР}}$  - коэффициент, учитывающий степень перегрева кабелей 0,4 кВ в сроки ликвидации аварии до 6 часов, 1.25 по [16];

$K_{\text{ТЕМП}}$  - коэффициент, учитывающий степень промерзания грунта и его воздействия на кабель, 1 по [16].

Выбирается четырехжильных кабель ААШв 4x25+1x16 с длительно допустимым током 86 А.

Используется следующее инженерное выражение для выбора сечения проводника фидера 0,4 кВ питания насосной 51 ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [10] библиографического списка:

$$I_{p\text{ макс}} \leq I_{\text{доп}} ; \quad (9)$$

$$51 \text{ А} \leq 99 \text{ А}.$$

Таблица 7 с данными о выбранных проводниках в сети 0,4 кВ села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой ТП и показана ниже по тексту [16].

Таблица 7 - Выбор проводников в сети 0,4 кВ села Пригородное

№ ТП	№ фидера	Потребители	S <sub>сумм</sub> , кВА	P <sub>сумм</sub> , кВт	K <sub>о</sub>	S <sub>p</sub> , кВА	P <sub>p</sub> , кВт	I <sub>p</sub> , А	ВЛ/КЛ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 1	ф-1	50	11,66	10,00	1,00	11,66	10,00	16,85	СИП
	ф-2	51	35,36	25,00	1,00	35,36	25,00	51,09	КЛ
	ф-3	10--12	46,38	45,00	0,61	28,29	27,45	40,88	СИП
	ф-4	13-18	92,76	90,00	0,47	43,60	42,29	63,00	СИП
	ф-5	1-6,9	61,84	60,00	0,43	26,59	25,79	38,42	СИП
ТП 2	ф-1	22-25	61,84	60,00	0,56	34,63	33,59	50,04	СИП
	ф-2	26-29	61,84	60,00	0,56	34,63	33,59	50,04	СИП
	ф-3	52--	37,74	32,00	1,00	37,74	32,08	54,53	СИП
	ф-4	39-41	46,38	45,00	0,62	28,75	27,89	41,55	СИП
	ф-5	30-32	46,38	45,00	0,62	28,75	27,89	41,55	СИП
	ф-6	19-22,7	69,57	67,50	0,50	34,78	33,74	50,26	СИП
ТП 3	ф-1	33-35	46,38	45,00	0,62	28,75	27,90	41,55	СИП
	ф-2	36-38	46,38	45,00	0,62	28,75	25,88	41,55	СИП
	ф-3	42-43,8	38,65	37,50	0,62	23,96	23,25	34,63	СИП
	ф-4	44-49	92,76	90,00	0,47	43,60	42,30	63,00	СИП

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 4	ф-1	176	78,10	60,00	1,00	78,10	60,00	112,86	КЛ
	ф-2	175	78,10	60,00	1,00	78,10	60,14	112,86	КЛ
	ф-3	81-85	77,30	75,00	0,50	38,65	37,50	55,85	СИП
	ф-4	174	78,10	60,00	1,00	78,10	60,00	112,86	КЛ
	ф-5	171	34,41	28,00	1,00	34,41	28,00	49,72	КЛ
	ф-6	163-164	39,70	30,00	0,85	33,74	25,50	48,76	СИП
	ф-7	170	34,41	28,00	1,00	34,41	28,00	49,72	КЛ
ТП 5	ф-1	180	35,36	25,00	1,00	35,36	25,00	51,09	СИП
	ф-2	73-75	46,38	45,00	0,62	28,75	27,90	41,55	СИП
	ф-3	67-69	46,38	45,00	0,62	28,75	27,90	41,55	СИП
	ф-4	56-61	46,38	45,00	0,46	21,33	20,70	30,83	СИП
	ф-5	159-162	61,84	60,00	0,56	34,63	33,60	50,04	СИП

ТП 6	ф-1	172	34,41	28,00	1,00	34,41	28,00	49,72	КЛ
	ф-2	76,77,80	46,38	45,00	0,62	28,75	27,90	41,55	СИП
	ф-3	78,177	53,20	47,00	0,73	38,83	35,30	56,12	СИП
	ф-4	188,189	38,52	18,00	0,85	32,74	29,84	47,31	СИП
	ф-5	147-149	46,38	45,00	0,62	28,75	27,90	41,55	СИП
	ф-6	144-146	46,38	45,00	0,62	28,75	26,14	41,55	СИП
	ф-7	70-72	46,38	45,00	0,62	28,75	26,21	41,55	СИП
ТП 7	ф-1	91-94	61,84	60,00	0,56	34,63	33,60	50,04	СИП
	ф-2	98-100	46,38	45,00	0,62	28,75	27,90	41,55	СИП
	ф-3	113-117	77,30	75,00	0,50	38,65	37,50	55,85	СИП
	ф-4	63,64,101	30,92	30,00	0,62	19,17	18,60	27,70	СИП
	ф-5	104-106	46,38	45,00	0,62	28,75	27,90	41,55	СИП
	ф-6	102,103,65,66	46,38	45,00	0,56	25,97	25,20	37,53	СИП
ТП 8	ф-1	86--60	77,30	75,00	0,50	38,65	37,50	55,85	СИП
	ф-2	166-167	15,62	12,00	0,85	13,28	10,20	19,19	КЛ
	ф-3	165,168	62,65	49,00	0,85	53,25	41,27	76,96	КЛ
ТП 9	ф-1	79,178	30,02	29,00	0,75	22,51	21,84	32,54	СИП
	ф-2	95-97,185	62,53	60,00	0,56	35,02	33,97	50,60	СИП
	ф-3	107-112	92,76	90,00	0,46	42,67	41,39	61,66	СИП
	ф-4	118-121,62,190,183	118,18	107,50	0,43	50,82	46,75	73,43	СИП
	ф-5	186	223,55	216,00	1,00	223,55	216,00	323,05	КЛ
	ф-6	179	35,36	25,00	1,00	35,36	25,00	51,09	КЛ
ТП 10	ф-1	122-127	92,76	90,00	0,46	42,67	41,39	61,66	СИП
	ф-2	128-134	108,21	105,00	0,43	46,53	45,14	67,24	СИП
	ф-3	135-138	61,84	60,00	0,56	34,63	33,59	50,04	СИП
	ф-4	151-155	77,30	75,00	0,50	38,65	37,49	55,85	СИП
	ф-5	187	223,55	216,00	1,00	223,55	216,84	323,05	КЛ
ТП 11	ф-1	53-55,181	45,55	42,50	0,56	25,51	24,74	36,86	СИП
	ф-2	156-158	46,38	45,00	0,62	28,75	27,89	41,55	СИП
	ф-3	139,182,184	52,89	45,00	0,62	32,79	30,17	47,39	СИП
	ф-4	140-143,150	77,30	75,00	0,50	38,65	37,49	55,85	СИП
ТП 12	ф-1	278	34,41	28,00	1,00	34,41	24,33	49,72	КЛ
	ф-2	215-220,277	107,32	104,00	0,43	46,15	44,76	66,68	СИП
	ф-3	227-232	92,76	90,00	0,46	42,67	41,39	61,66	СИП
	ф-4	279	80,78	75,00	1,00	80,78	75,00	116,73	СИП
	ф-5	241-243	46,38	45,00	0,62	28,75	27,89	41,55	СИП

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП 13	ф-1	221-226	92,76	90,00	0,46	42,67	41,39	61,66	СИП
	ф-2	233-236	61,84	60	0,56	34,63	33,59	50,04	СИП
	ф-3	237-240	61,84	60,00	0,56	34,63	33,59	50,04	СИП
	ф-4	280,281	70,71	50	0,85	60,10	42,50	86,86	КЛ
ТП 14	ф-1	191,192,244,245	46,38	45,00	0,56	25,97	25,19	37,53	СИП
	ф-2	247,278	30,92	30	0,62	19,17	18,59	27,70	СИП
	ф-3	285	39,05	30	1	39,05	30,00	56,43	СИП
	ф-4	282	7,81	6	1	7,81	6,00	11,29	СИП
	ф-5	283,284	39,70	30	0,85	33,74	25,50	48,76	СИП
ТП 15	ф-1	246,276	31,61	30,00	0,85	26,87	26,07	38,83	СИП
	ф-2	259,261	46,38	45,00	0,62	28,75	27,89	41,55	СИП
	ф-3	262-265,193	48,47	67,50	0,50	24,23	23,51	35,02	СИП



	ф-4	194-200	54,11	52,50	0,43	23,27	22,57	33,62	СИП	
	ф-5	201-204	266,267	61,84	60,00	0,46	28,44	27,59	41,11	СИП
	ф-6	251-255		77,30	75,00	0,50	38,65	37,49	55,85	СИП
ТП 16	ф-1	213,214,274,275	46,38	45,00	0,56	25,97	25,19	37,53	СИП	
	ф-2	270-273	61,84	60,00	0,56	34,63	33,59	50,04	СИП	
	ф-3	268,269,205-209	69,57	67,50	0,43	29,91	29,02	43,23	СИП	
	ф-4	210-212,249,250	54,11	52,50	0,50	27,05	26,24	39,09	СИП	

### 3.3 Выбор и проверка проводников линий 0,4 кВ

Используется следующее инженерное выражение для вычисления потери напряжения в фидере 0,4 кВ №4 ТП-2 по порядку расчёта, приведенным в [10]:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{U_H} \cdot (r_{уд} \cdot \cos \varphi + x_{уд} \cdot \sin \varphi), \quad (10)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 41,55 \cdot 300 \cdot \frac{100}{400} \cdot (0,87 \cdot 0,97 + 0,091 \cdot 0,24) = 4,9\%.$$

где  $\cos(\varphi)$  – усредненный по потребителям коэффициент мощности в фидере 0,4 кВ №4 ТП-2;

$\sin(\varphi)$  – усредненный по потребителям коэффициент активной мощности в фидере 0,4 кВ №4 ТП-2;

$l$  – протяженность фидера 0,4 кВ №4 ТП-2, м;

$I_p$  – расчетный ток фидера 0,4 кВ №4 ТП-2, А.

Используется следующее инженерное выражение для проверки по допустимой потери напряжения в фидере 0,4 кВ №4 ТП-2 по порядку расчёта, приведенным в [20]:

$$\Delta U < \Delta U_{доп}, \quad (11)$$

$$4,9\% < 10\% ,$$

где  $\Delta U_{доп}$  – допустимое медленное изменение напряжения, 10% [19].

Таблица 8 с данными о выполнении проверки по допустимой потере напряжения в сети 0,4 кВ села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой ТП и показана ниже по тексту [19].

Таблица 8 – Проверка проводников в сети 0,4 кВ села Пригородное

№ ТП	№ фидера	Потребители	I <sub>p</sub> , А	F, мм <sup>2</sup>	L, км	cosφ	sinφ	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 1	ф-1	50	16,85	16	0,15	0,86	0,51	1,91	0,099	1,9
	ф-2	51	51,09	25	0,10	0,71	0,71	1,250	0,0662	1,1
	ф-3	10--12	40,88	25	0,20	0,97	0,24	1,2	0,091	4,4
	ф-4	13-18	63,00	95	0,40	0,97	0,24	0,32	0,088	3,8
	ф-5	1-6,9	38,42	50	0,40	0,97	0,24	0,641	0,091	4,5
ТП 2	ф-1	22-25	50,04	70	0,50	0,97	0,24	0,443	0,091	5,1
	ф-2	26-29	50,04	70	0,40	0,97	0,24	0,443	0,091	4,1
	ф-3	52--	54,53	16	0,10	0,85	0,53	1,91	0,099	4,2
	ф-4	39-41	41,55	25	0,20	0,97	0,24	1,2	0,091	4,5
	ф-5	30-32	41,55	35	0,30	0,97	0,24	0,868	0,091	4,9
	ф-6	19-22,7	50,26	50	0,30	0,97	0,24	0,641	0,091	4,4
ТП 3	ф-1	33-35	41,55	35	0,3	0,97	0,24	0,868	0,091	4,9
	ф-2	36-38	41,55	50	0,4	0,90	0,44	0,641	0,091	4,7
	ф-3	42-43,8	34,63	35	0,3	0,97	0,24	0,868	0,091	4,1
	ф-4	44-49	63,00	95	0,4	0,97	0,24	0,32	0,088	3,8
ТП 4	ф-1	176	112,86	25	0,10	0,77	0,64	1,250	0,0662	2,6
	ф-2	175	112,86	25	0,10	0,77	0,64	1,250	0,0662	2,6
	ф-3	81-85	55,85	50	0,30	0,97	0,24	0,641	0,091	4,9
	ф-4	174	112,86	25	0,10	0,77	0,64	1,250	0,0662	2,6
	ф-5	171	49,72	25	0,10	0,81	0,58	1,250	0,0662	1,2
	ф-6	163-164	48,76	25	0,20	0,76	0,65	1,2	0,091	4,3
	ф-7	170	49,72	25	0,30	0,81	0,58	1,250	0,0662	3,6

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 5	ф-1	180	51,09	25	0,20	0,71	0,71	1,2	0,091	4,2
	ф-2	73-75	41,55	35	0,30	0,97	0,24	0,868	0,091	4,9
	ф-3	67-69	41,55	25	0,20	0,97	0,24	1,2	0,091	4,5
	ф-4	56-61	30,83	25	0,30	0,97	0,24	1,2	0,091	5,0
	ф-5	159-162	50,04	35	0,20	0,97	0,24	0,868	0,091	3,9
ТП 6	ф-1	172	49,72	25	0,10	0,81	0,58	1,250	0,0662	1,2
	ф-2	76,77,80	41,55	25	0,20	0,97	0,24	1,2	0,091	4,5
	ф-3	78,177	56,12	16	0,10	0,91	0,42	1,91	0,099	4,5
	ф-4	188,189	47,31	25	0,20	0,91	0,41	1,2	0,091	4,9
	ф-5	147-149	41,55	35	0,30	0,97	0,24	0,868	0,091	4,9
	ф-6	144-146	41,55	35	0,30	0,91	0,42	0,868	0,091	4,7

	φ-7	70-72	41,55	25	0,20	0,91	0,41	1,2	0,091	4,3
ТП 7	φ-1	91-94	50,04	35	0,20	0,97	0,24	0,868	0,091	3,9
	φ-2	98-100	41,55	25	0,20	0,97	0,24	1,2	0,091	4,5
	φ-3	113-117	55,85	70	0,40	0,97	0,24	0,443	0,091	4,6
	φ-4	63,64,101	27,70	16	0,10	0,97	0,24	1,91	0,099	2,4
	φ-5	104-106	41,55	50	0,40	0,97	0,24	0,641	0,091	4,9
	φ-6	102,103,65,66	37,53	35	0,30	0,97	0,24	0,868	0,091	4,4
ТП 8	φ-1	86--60	55,85	50	0,30	0,97	0,24	0,641	0,091	4,9
	φ-2	166-167	19,19	25	0,20	0,77	0,64	1,250	0,0662	0,9
	φ-3	165,168	76,96	25	0,10	0,78	0,63	1,250	0,0662	1,8
ТП 9	φ-1	79,178	32,54	25	0,20	0,97	0,24	1,2	0,091	3,5
	φ-2	95-97,185	50,60	35	0,25	0,97	0,24	0,868	0,091	5,0
	φ-3	107-112	61,66	95	0,40	0,97	0,24	0,32	0,088	3,7
	φ-4	118- 121,62,190,183	73,43	70	0,30	0,92	0,39	0,443	0,091	4,4
	φ-5	186	323,05	50	0,10	0,97	0,26	0,625	0,0625	4,6
	φ-6	179	51,09	25	0,30	0,71	0,71	1,250	0,0662	3,2
ТП 10	φ-1	122-127	61,66	95	0,40	0,97	0,24	0,32	0,088	3,7
	φ-2	128-134	67,24	95	0,40	0,97	0,24	0,32	0,088	4,1
	φ-3	135-138	50,04	35	0,20	0,97	0,24	0,868	0,091	3,9
	φ-4	151-155	55,85	50	0,25	0,97	0,24	0,625	0,0625	4,0
	φ-5	187	323,05	50	0,10	0,97	0,24	0,625	0,0625	4,6
ТП 11	φ-1	53-55,181	36,86	35	0,30	0,97	0,24	0,868	0,091	4,4
	φ-2	156-158	41,55	70	0,55	0,97	0,24	0,443	0,091	4,7
	φ-3	139,182,184	47,39	35	0,25	0,92	0,39	0,868	0,091	4,5
	φ-4	140-143,150	55,85	95	0,45	0,97	0,24	0,32	0,088	3,8
ТП 12	φ-1	278	49,72	25	0,20	0,71	0,71	1,250	0,0662	2,1
	φ-2	215-220,277	66,68	95	0,40	0,97	0,24	0,32	0,088	4,0
	φ-3	227-232	61,66	95	0,40	0,97	0,24	0,32	0,088	3,7
	φ-4	279	116,73	95	0,25	0,93	0,37	0,32	0,088	4,4
	φ-5	241-243	41,55	70	0,50	0,97	0,24	0,443	0,091	4,3
ТП 13	φ-1	221-226	61,66	70	0,30	0,97	0,24	0,443	0,091	3,8
	φ-2	233-236	50,04	50	0,30	0,97	0,24	0,625	0,0625	4,2
	φ-3	237-240	50,04	35	0,20	0,97	0,24	0,868	0,091	3,9
	φ-4	280,281	86,86	25	0,1	0,71	0,71	1,250	0,0662	1,8

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 14	φ-1	191,192,244,245	37,53	50	0,45	0,97	0,24	0,625	0,0625	4,8
	φ-2	247,278	27,70	35	0,40	0,97	0,24	0,868	0,091	4,4
	φ-3	285	56,43	25	0,15	0,77	0,64	1,2	0,091	3,8
	φ-4	282	11,29	16	0,20	0,77	0,64	1,91	0,099	1,6
	φ-5	283,284	48,76	25	0,20	0,76	0,65	1,2	0,091	4,3
ТП 15	φ-1	246,276	38,83	35	0,3	0,97	0,24	0,868	0,091	4,6
	φ-2	259,261	41,55	50	0,4	0,97	0,24	0,625	0,0625	4,7
	φ-3	262-265,193	35,02	70	0,4	0,97	0,24	0,443	0,091	2,9
	φ-4	194-200	33,62	50	0,5	0,97	0,24	0,625	0,0625	4,8
	φ-5	201-204,266,267	41,11	50	0,4	0,97	0,24	0,625	0,0625	4,7
ТП 16	φ-6	251-255	55,85	70	0,4	0,97	0,24	0,443	0,091	4,6
	φ-1	213,214,274,275	37,53	35	0,25	0,97	0,24	0,868	0,091	3,7
	φ-2	270-273	50,04	35	0,2	0,97	0,24	0,868	0,091	3,9

	ф-3	268,269,205-209	43,23	50	0,3	0,97	0,24	0,625	0,0625	3,7
	ф-4	210-212,249,250	39,09	35	0,3	0,97	0,24	0,868	0,091	4,6

По всем проводникам в сети 0,4 кВ села Пригородное показатель качества «медленное изменение напряжения» выполняется.

#### 3.4 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ

Используется следующее инженерное выражение для вычисления активной расчётной нагрузки на стороне 0,4 кВ ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в [29]:

$$P_{p \text{ ТП } 1} = P_{p \text{ макс}} + P_{p \text{ доб } i} + P_{oc}; \quad (12)$$

$$P_{p \text{ ТП } 1} = 42,29 + 6 + 15,7 + 17,7 + 16,4 + 10,4 = 108,44 \text{ кВт.}$$

где  $P_{p \text{ макс}}$  - наибольшая величина из нагрузок фидеров 0,4 кВ ТП-1, 42,29 кВт;

$P_{p \text{ доб } i}$  - добавочные величины нагрузки  $i$ -го фидера 0,4 кВ ТП-1, 6, 15,7, 17,7, 16,4 кВт;

$P_{oc}$  - нагрузка уличного освещения на шинах 0,4 кВ ТП-1, рассчитана ранее в п 2.5, 10,4 кВт.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления полной расчётной нагрузки на стороне 0,4 кВ ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [29] библиографического списка:

$$S_{p \text{ ТП } 1} = P_{p \text{ ТП } 1} / \cos\varphi; \quad (13)$$

$$S_{p \text{ ТП } 1} = 108,44 / 0,815 = 133,05 \text{ кВА};$$

где  $\cos\varphi$  - коэффициент мощности при смешанном характере нагрузки ТП-1, 0,815 по [29].

Таблица 9 с данными о расчётных нагрузках на стороне 0,4 кВ ТП села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой ТП и показана ниже по тексту [10].

Таблица 9 – Нагрузки ТП села Пригородное на стороне 0,4 кВ

№ ТП	Sp, кВА	Pp, кВт	Qp, квар
1	133	108	77,1
2	167	151	72,9
3	116	104	50,4
4	292	238	169,2
5	133	109	77,2
6	188	153	108,9
7	153	138	66,6
8	103	84	59,8
9	414	338	240,1
10	371	334	161,8
11	116	105	50,6
12	222	181	128,4
13	150	123	87,2
14	111	91	64,6
15	161	145	70,2
16	106	95	46,2

После проведенных расчётов определена расчётная нагрузка на стороне 0,4 кВ каждой ТП, по которой будут выбраны силовые трансформаторы 10/0,4 кВ в соответствии с категорией по надёжности и бесперебойности электроснабжения

#### 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ 10/0,4 кВ

Категорийность по надёжности для жилых домов и общественных зданий села Пригородное – 3, категорийность по надёжности для коммунальных и части промышленных потребителей села Пригородное – 2. В соответствии с категорией по надёжности электроснабжения осуществляется выбор числа силовых трансформаторов 10/0,4 кВ на ТП.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления расчётной нагрузки силовых трансформаторов 10/0,4 кВ ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в [30]:

$$S_{mp\ TП1} = \frac{S_{ТП1}}{n_T \cdot K_C}, \quad (14)$$

$$S_{mp\ TП1} = \frac{133}{2 \cdot 0,765} = 87 \text{ кВА},$$

где  $S_{ТП1}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1 села Пригородное, 133 кВА;

$n_T$  - число трансформаторов на ТП-1 села Пригородное, 2;

$K_C$  - коэффициент систематической нагрузки ТП-1 села Пригородное, 0,765 по [30].

Используется следующее инженерное выражение для выбора номинальной мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в [30]:

$$S_{mp\ ном\ TП1} \geq S_{mp\ TП1}; \quad (15)$$

$$100 \text{ кВА} \geq 87 \text{ кВА};$$

где  $S_{mp\ ном\ TП1}$  - номинальная мощность трансформаторов ТП-1 села Пригородное, 100 кВА.

Выбраны трансформаторы ТМ-100/10, которые необходимо проверить по условию работы в нормальном режиме и послеаварийном режиме (N-1).

Используется следующее инженерное выражение для проверки мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ ТП-1 в нормальном режиме по порядку расчёта, приведенным в [30]:

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{S_{ТП1}}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}}; \quad (16)$$

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{133}{100 \cdot 2} = 0,67 \geq 0,5 .$$

Используется следующее инженерное выражение для проверки мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ ТП-1 в режиме N-1 по порядку расчёта, приведенным в [30]:

$$K_{3\text{ на}} = \frac{S_{ТП1}}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)}; \quad (17)$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{133}{100} = 1,33 \leq 1,53 .$$

Для ТП-1 коэффициенты загрузки не превышают рекомендованные значения.

Таблица 10 с данными о выбранной мощности трансформаторов ТП села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой ТП и показана ниже по тексту [30].

Таблица 10 – Выбор мощности трансформаторов ТП села Пригородное на стороне 0,4 кВ

№ ТП	Sp, кВА	Nтр	Kс	Стр, кВА	Стр ном, кВА	Kз норм	Ка п/а
1	133	2	0,765	87	100	0,67	1,33
2	167	1	0,84	199	250	0,67	0,67
3	116	1	0,84	138	160	0,72	0,72
4	292	2	0,795	184	250	0,58	1,17
5	133	1	0,84	159	160	0,83	0,83
6	188	2	0,765	123	160	0,59	1,17
7	153	1	0,84	182	250	0,61	0,61
8	103	2	0,795	65	100	0,52	1,03
9	414	2	0,815	254	250	0,83	1,66
10	371	2	0,815	228	250	0,74	1,48

11	116	1	0,765	152	160	0,73	0,73
12	222	2	0,765	145	160	0,69	1,38
13	150	2	0,765	98	100	0,75	1,50
14	111	1	0,76	147	160	0,70	0,70
15	161	1	0,84	192	250	0,64	0,64
16	106	1	0,84	126	160	0,66	0,66

Для всех ТП села Пригородное выбранная мощность силовых трансформаторов ТП соответствует расчётной, в том числе по коэффициентам загрузки.

## 5 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 10/0,4 кВ К ПОДСТАНЦИИ ПРИГОРОДНАЯ

### 5.1 Расчёт потерь мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ

Используется следующее инженерное выражение для вычисления активных потерь мощности в силовых трансформаторах ТМ-100/10 ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [30] библиографического списка:



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

$$\Delta P_{T1} = 0,37 + 0,67^2 \cdot 1,97 = 1,2 \text{ кВт};$$

где  $\Delta P_X$  - потери холостого хода силового трансформатора ТМ-100/10, 0,37 кВт [31];

$\Delta P_K$  - потери короткого замыкания силового трансформатора ТМ-100/10, 1,97 кВт [31].

Используется следующее инженерное выражение для вычисления реактивных потерь холостого хода в силовых трансформаторах ТМ-100/10 ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [10] библиографического списка:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}; \quad (19)$$

$$\Delta Q_X = 100 \cdot \frac{2,6}{100} = 2,6 \text{ квар};$$

где  $S_{ном.т}$  - номинальная мощность силового трансформатора ТМ-100/10, 100 кВА;

$I_x$  - ток холостого хода силового трансформатора ТМ-100/10, 2,6% [31].

Используется следующее инженерное выражение для вычисления реактивных потерь короткого замыкания в силовых трансформаторах ТМ-100/10 ТП-1 по порядку расчёта, приведенным [31]:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}; \quad (20)$$

$$\Delta Q_K = 100 \cdot \frac{4,6}{100} = 4,6 \text{ квар};$$

где  $U_k$  - напряжение короткого замыкания силового трансформатора ТМ-100/10, 4,6% [31].

Используется следующее инженерное выражение для вычисления реактивных потерь мощности в силовых трансформаторах ТМ-100/10 ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в [31]:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K; \quad (21)$$

$$\Delta Q_{T1} = 2,6 + 0,67^2 \cdot 4,6 = 4,6 \text{ квар}.$$

Таблица 11 с данными о рассчитанных потерях мощности в трансформаторах ТП села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой ТП и показана ниже по тексту [31].

Таблица 11 – Потери мощности в трансформаторах ТП села Пригородное

№ ТП	Рр, кВт	Qр, квар	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , кВт
1	2	3	4	5
1	108	77,1	1,2	4,6
2	151	72,9	2,5	10,8
3	104	50,4	1,9	7,6
4	238	169,2	2,1	9,6
5	109	77,2	2,4	8,8
6	153	108,9	1,5	6,3
7	138	66,6	2,2	10,0
8	84	59,8	0,9	3,8

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
9	338	240,1	3,4	13,5
10	334	161,8	2,9	12,0
11	105	50,6	2,0	7,6
12	181	128,4	1,8	7,3
13	123	87,2	1,5	5,2
14	91	64,6	1,8	7,3
15	145	70,2	2,4	10,4
16	95	46,2	1,7	7,0

## 5.2 Расчёт нагрузки на стороне 10 кВ трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ

Нагрузки в распределительных сетях считаются из более низкого класса номинального напряжения в более высокий, поэтому после нахождения нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП осуществляется переход к расчётам нагрузок на стороне 10 кВ ТП и ВЛ-10 кВ.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления нагрузки на стороне 10 кВ ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [10] библиографического списка:

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2}; \quad (22)$$

$$S_{10кВ ТП-1} = \sqrt{(108+1,2)^2 + (77,1+4,6)^2} = 141 \text{ кВА.}$$

Таблица 12 с данными о рассчитанных нагрузках на стороне 10 кВ ТП села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой ТП и показана ниже по тексту [31].

Таблица 12 – Нагрузка на стороне 10 кВ ТП села Пригородное

№ ТП	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
1	2	3	4
1	111	86	141
2	153	84	174
3	106	58	121
4	242	188	307
5	111	86	140

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
6	156	121	198
7	140	77	159
8	86	67	109
9	344	267	436
10	340	186	387
11	106	58	121
12	184	143	233
13	126	98	159

14	93	72	117
15	147	81	168
16	97	53	111

По проведенным расчётам потерь мощности получена величина нагрузки на стороне ВН каждой ТП села Пригородное.

### 5.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ

Учитывая географическое расположение село, а также принимая во внимание требования к надёжности электроснабжения потребителей, составляем 2 варианта схемы соединения ТП, используем петлевую и двухлучевую схемы ВЛ с проводом СИП-3.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления нагрузки линии 10 кВ ПС-ТП 3-ТП 1 варианта 1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [31] библиографического списка:

$$S_{P\text{ лин}} = \kappa_o \cdot \sum_{i=1}^n S_{P\text{ ТП}i}, \quad (23)$$

$$S_{p\text{ лин}} = 0,9 \cdot (141 + 121) = 235 \text{ кВА};$$

где  $\kappa_o$  - коэффициент одновременности нагрузки по ТП 3 и ТП 1, 0,9 по [5].

Используется следующее инженерное выражение для вычисления расчётного тока линии 10 кВ ПС-ТП 3-ТП 1 варианта 1 по порядку расчёта, приведенным в [31]:

$$I_{P\text{ МАКС}} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_{P\text{ МАКС}} = \frac{235}{\sqrt{3} \cdot 10} = 16 \text{ А}.$$

Используется следующее инженерное выражение для выбора сечения линии 10 кВ ПС-ТП 3-ТП 1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [31] библиографического списка:

$$I_{p\text{ макс}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$16 \text{ А} \leq 200 \text{ А}.$$

Выбирается изолированный провод СИП-3 (3х35) с длительно допустимым током 200 А.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления потери напряжения в линии 10 кВ ПС-ТП 3-ТП 1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [31] библиографического списка:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{U_H} \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi),$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 16 \cdot 1400 \cdot \frac{100}{10000} \cdot (0,986 \cdot 0,9 + 0,095 \cdot 0,8) = 2,3\%.$$

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}},$$

$$2,3\% < 10\% .$$

Таблица 13 с данными о рассчитанных показателях линий 10 кВ по варианту 1 села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой линии 10 кВ и показана ниже по тексту [31].

Таблица 13 – Расчётные данные по линиям 10 кВ по варианту 1

Линия	S <sub>сум</sub> , кВА	K <sub>о</sub>	S <sub>р</sub> , кВА	I <sub>р</sub> , А	F <sub>вл</sub> , мм <sup>2</sup>	I <sub>доп</sub> , А	L, км	cosφ	R, Ом/км	ΔU, %
ПС-ТП 3-ТП 1	300	0,90	270	16	35	200	1,4	0,9	0,986	2,3
ПС-ТП 2	198	1,00	198	11	35	200	0,6	0,9	0,986	1,7

ПС-ТП 6-ТП 4-ТП 8-ТП7	851	0,83	706	41	35	200	1,7	0,9	0,986	1,0
ПС-ТП 5-ТП 11-ТП 10-ТП9	880	0,83	730	42	35	200	1,7	0,9	0,986	1,0
ПС-ТП 12-ТП 15	111	0,90	100	6	35	200	1,5	0,9	0,986	0,6
ПС-ТП 13-ТП 14- ТП 16	387,1	0,85	329	19	35	200	2,4	0,9	0,986	2,3

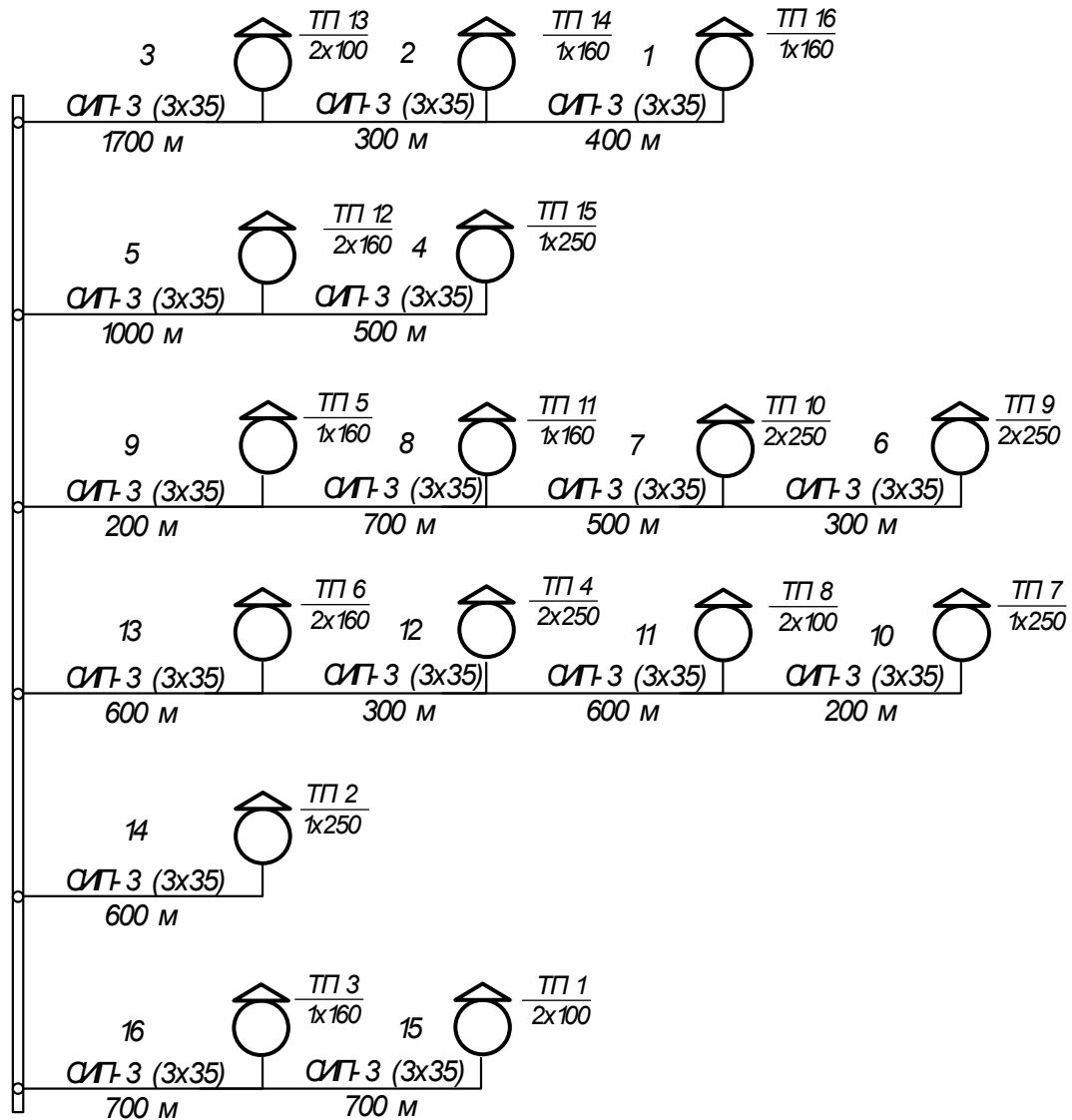


Рисунок 5 – Граф сети 10 кВ для варианта 1

Таблица 14 с данными о рассчитанных показателях линий 10 кВ по варианту 2 села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой линии 10 кВ и показана ниже по тексту [31].

Таблица 14 – Расчётные данные по линиям 10 кВ по варианту 2

Линия	S <sub>сум</sub> , кВА	K <sub>о</sub>	S <sub>p</sub> , кВА	I <sub>p</sub> , А	F <sub>вл</sub> , мм <sup>2</sup>	I <sub>доп</sub> , А	L, км	cosφ	R, Ом/км	ΔU, %
ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1	498	0,85	423	24	35	200	1,7	0,9	0,986	3,8

ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7	464	0,85	394	23	35	200	1,1	0,9	0,986	0,4
ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11	831	0,83	690	40	35	200	1,8	0,9	0,986	1,0
ПС-ТП 5	436	1,00	436	25	35	200	0,25	0,9	0,986	0,1
ПС-ТП 12-ТП 13- ТП 14-ТП 16-ТП 15	111	0,80	89	5	35	200	3,1	0,9	0,986	0,7

Для каждого варианта сети 10 кВ проверка проводов по нагреву допустимым током и допустимой потере напряжения выполняется.

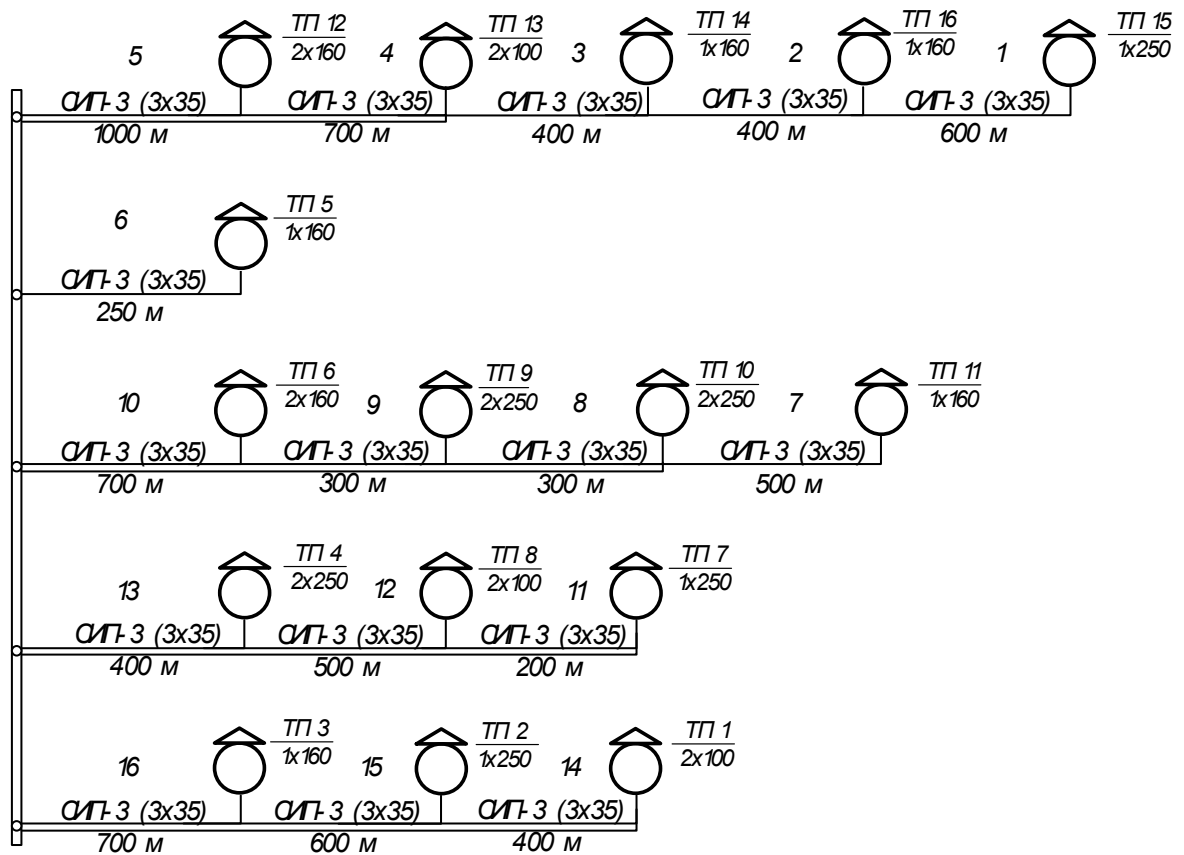


Рисунок 6 – Граф сети 10 кВ для варианта 2

В работе применяется подробный порядок расчёта потерь мощности на каждом участке сети 10 кВ, [31]. На рисунках 5-6 приводятся графы сети 10 кВ для расчёта потерь мощности.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления потока мощности в конце участка 14 по порядку расчёта, приведенным в источнике [18] библиографического списка:

$$P_{14\text{кон}} = P_{\text{ТП 2}}, \quad (24)$$

$$P_{14\text{кон}} = 153 \text{ кВт.}$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления потерь мощности на участке 14 по порядку расчёта, приведенным в источнике [18] библиографического списка:

$$\Delta P_{14\text{кон}} = (P_{14\text{кон}}^2 + Q_{14\text{кон}}^2) / U_{\text{ном}}^2 \cdot R_{\text{вл уд}} \cdot L_{\text{вл}}; \quad (25)$$

$$\Delta P_{14\text{кон}} = (153^2 + 84^2) / 10^2 \cdot 0,986 \cdot 0,6 = 0,18 \text{ кВт};$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления потока мощности в начале участка 14 по порядку расчёта, приведенным в источнике [18] библиографического списка:

$$P_{14\text{нач}} = P_{\text{ТП 2}} + \Delta P_{14\text{кон}}, \quad (26)$$

$$P_{14\text{кон}} = 153 + 0,18 = 153,18 \text{ кВт.}$$

Аналогично определяются потоки реактивной мощности. После расчётов потерь мощности на каждом участке графа сети 10 кВ в соответствии с рисунком 10, проводится суммирование потерь мощности каждого участка сети 10 кВ. Подробно расчёт по каждому варианту сети 10 кВ приведён в приложении А. Суммарная величина потерь мощности составляет для варианта 1 – 24 кВт, для варианта 2 – 10,1 кВт.

#### **5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ**

Используется следующее инженерное выражение для вычисления приведенных затрат на сооружение сетей 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в [21]



$$Z = E \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (27)$$

где  $E$  - норматив дисконтирования, для экономического сравнения вариантов допустимо использовать значение 0,1;

$K_{ВЛ}$  - вкладываемые средства в реконструкцию воздушных линий 10 кВ села Пригородное, тыс.руб;

$K_{ВЫКЛ}$  - вкладываемые средства в реконструкцию КРУ 10 кВ ПС Пригородная, тыс.руб;

$C_0$  – тариф на компенсацию потерь электроэнергии, 1,57 руб/кВт\*ч [22];

$A$  - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание  
 $a_{ам.выкл} = 5,9\%$ ,  $a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%$ ;

$\Delta W_{ВЛ}$  - потери электроэнергии в ВЛ-10 кВ села Пригородное.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления потерь электроэнергии в сетях 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в [21]:

$$\Delta W_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot T_{год}; \quad (28)$$

$$\Delta W_{ВЛ} = 24 \cdot 8760 = 209846 \text{ кВт*ч.}$$

где  $T_{год}$  - число часов в году, 8760 ч;

$\Delta P_{ВЛ}$  - потери мощности в сети 10 кВ, рассчитанные в приложении А по каждому из предлагаемых вариантов реконструкции сети 10 кВ села Пригородное.

Таблица 15 с данными о рассчитанных капиталовложениях в реконструкцию сети 10 кВ села Пригородное с разбивкой по каждому варианту сети 10 кВ и показана ниже по тексту [21].

Таблица 15 – Капиталовложения в реконструкцию сети 10 кВ села Пригородное

Вар-т	$N_{ВЫКЛ}$ , ШТ	$C_{ВЫКЛ}$ , ТЫС	$K_{ВЫКЛ}$ , ТЫС	L, КМ	$C_{СИП}$	$K_{линии}$ , ТЫС
-------	-----------------	------------------	------------------	-------	-----------	-------------------

		руб	руб			руб
1	6	135	810	9,3	116	1079
2	9	135	1215	13,8	116	1595

Таблица 16 с данными о рассчитанных приведенных затратах на реконструкцию сети 10 кВ села Пригородное сформирована с разбивкой по каждому варианту сети 10 кВ и показана ниже по тексту [21].

Таблица 16 – Приведенные затраты на реконструкцию сети 10 кВ села Пригородное

Вар-т	$I_{\text{экс}}$ , тыс руб	$I_{\text{экс}}^{\text{выкл}}$ , тыс руб	$I_{\text{ам}}$ , тыс руб	$\Delta W$ , кВт*ч	$C_{\text{п}}$ руб/кВт*ч	$I_{\text{п}}$ , тыс руб	$Z$ , тыс руб
1	5	48	94	209846	1,57	329	779
2	8	72	141	88431	1,57	139	809

Из таблицы 16 следует, что предложенные варианты реконструкции сети 10 кВ села Пригородное являются экономичными в равной степени. По критерию минимальных потерь электрической энергии отбирается вариант 2.

## 6 РЕКОНСТРУКЦИЯ ЦЕНТРА ПИТАНИЯ 10 кВ

### 6.1 Расчёт электрических нагрузок на шинах 10 кВ подстанции Пригородная

Используется следующее инженерное выражение для вычисления активной расчётной нагрузки на стороне 10 кВ ПС Пригородная по порядку расчёта, приведенным в [5]:

$$P_{p\text{ ПС}} = P_{p\text{ макс}} + P_{p\text{ доб } i}; \quad (29)$$

$$P_{p\text{ ПС}} = 698 + 291 + 391 + 90 + 545 = 2015 \text{ кВт.}$$

где  $P_{p\text{ макс}}$  – наибольшая величина из нагрузок фидеров 10 кВ ПС Пригородная, 698 кВт;

$P_{p\text{ доб } i}$  – добавочные величины нагрузки  $i$ -го фидера 10 кВ ПС Пригородная, 291, 391, 90, 545 кВт.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления полной расчётной нагрузки на стороне 10 кВ ПС Пригородная по порядку расчёта, приведенным в [5]:

$$S_{p\text{ ПС}} = P_{p\text{ ПС}} / \cos\varphi; \quad (30)$$

$$S_{p\text{ ПС}} = 2015 / 0,9 = 2239 \text{ кВА};$$

где  $\cos\varphi$  – коэффициент мощности при смешанном характере нагрузки на стороне 10 кВ ПС Пригородная, 0,9 по [10].

Таблица 17 с данными о расчётных нагрузках на стороне 10 кВ ПС Пригородная сформирована с разбивкой по каждой ВЛ-10 кВ и показана ниже по тексту [5].

Таблица 17 – Нагрузки ПС Пригородная на стороне 10 кВ

Линия	$S_{\text{сум}}$ , кВА	$\cos\varphi$	$P_{\text{сум}}$ , кВт	$Q_{\text{сум}}$ , квар	$I_p$ , А
ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1	498	0,90	418	190	16
ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7	464	0,90	390	251	11
ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11	831	0,90	698	498	41
ПС-ТП 5	436	0,90	366	61	42
ПС-ТП 12-ТП 13-ТП 14-ТП 16-ТП 15	111	0,90	93	344	6
на шинах ПС Пригородная	2239	0,90	2015	976	129

## 6.2 Компенсация реактивной мощности на шинах 10 кВ подстанции Пригородная

Используется следующее инженерное выражение для вычисления требуемой мощности устройств КРМ на стороне 10 кВ ПС Пригородная по порядку расчёта, приведенным в [16]:

$$Q_{KV}^{TP} = \frac{Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{нд}}}{2}; \quad (31)$$

$$Q_{KV}^{TP} = \frac{976 - 2015 \cdot 0.4}{2} = 85 \text{ квар};$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{нд}}$  - предельно допустимая величина на шинах 10 кВ центра питания, 0,4 по [17].

КРМ на стороне 10 кВ ПС Пригородная не проводится ввиду незначительной величины реактивной мощности, планируемой к установке. Величина затрат на установку батарей для КРМ считается окупаемой в течении длительного временного промежутка.

## 6.3 Компенсация емкостных токов замыкания на землю

Используется следующее инженерное выражение для вычисления емкостного тока в сети 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в источнике [10] библиографического списка, квар:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_B}{350}; \quad (32)$$

$$I_c = \frac{10 \cdot 45,71}{350} = 1,31 \text{ А};$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение сети, 10 кВ;

$L_B$  – совокупная протяженность воздушных линий от шин 10 кВ ПС Пригородная, км.

Используется следующее инженерное выражение для оценки необходимости установки дугогасящих реакторов в сети 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в источнике [25] библиографического списка, квар:

$$I_c \leq I_{c \text{ допустимый}} ;$$

$$1,31 A \leq 20 A ;$$

где  $I_{c \text{ допустимый}}$  – допустимая величина, 20 А по [25];

Компенсация емкостного тока на землю не проводится.

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Оценочные показатели величины токов КЗ в сети 10 кВ будут получены в результате расчётов на ближайшей и удаленной ТП по каждому фидеру 10 кВ, рисунок 7.

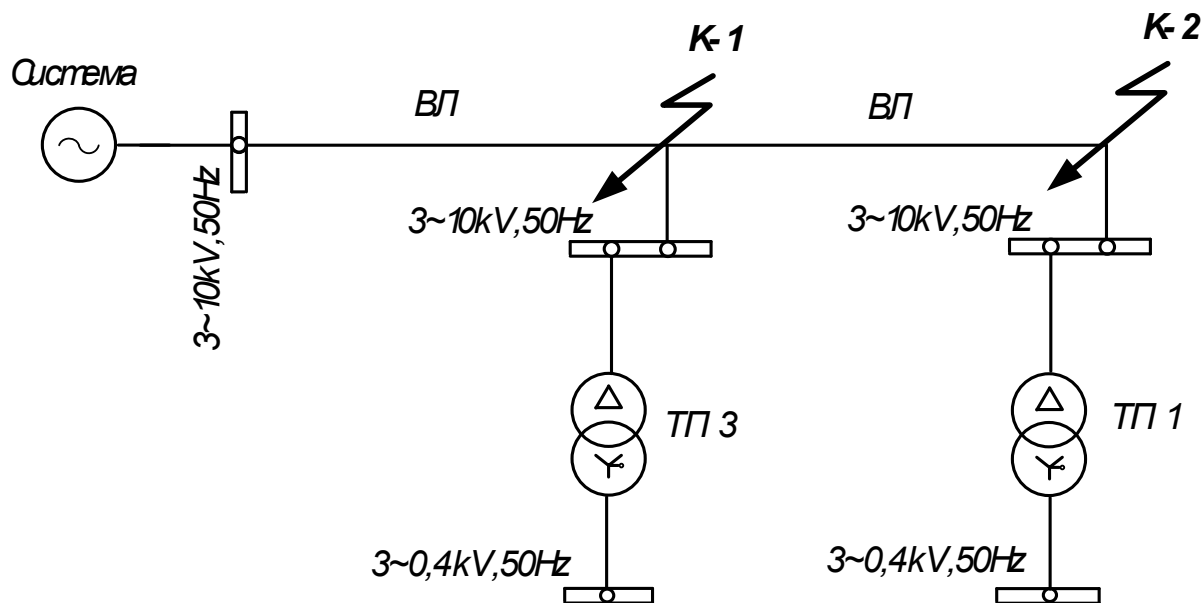


Рисунок 7 – Схема участка сети 10 кВ для расчёта токов КЗ

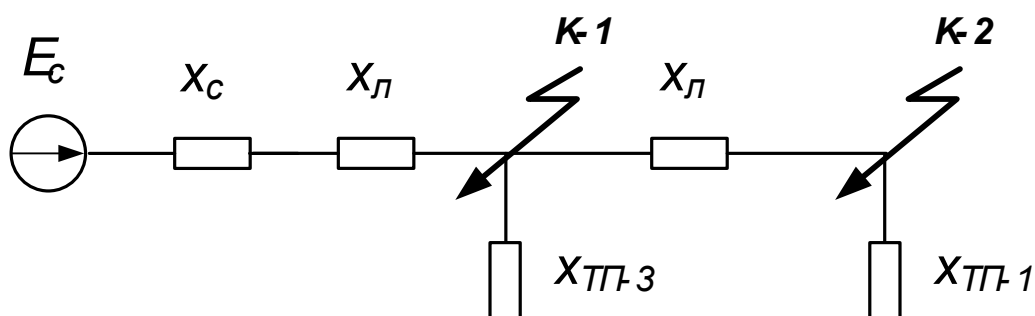


Рисунок 8 – Схема замещения участка сети 10 кВ для расчёта токов КЗ

Используется следующее инженерное выражение для вычисления сопротивления системы 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}}; \quad (33)$$

$$X_c = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 12.5} = 0.485 \text{ Ом};$$

где  $I_{отк}$  – отключающая способность выключателя ВВ/Тел на головном участке 10 кВ, 12,5 кА.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления сопротивления воздушных линий 10 кВ до ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$X_{Л} = x_{y\delta} \cdot L; \quad (34)$$

$$R_{Л} = r_{y\delta} \cdot L; \quad (35)$$

$$X_{Л} = 0,01 \cdot 0,7 = 0,1;$$

$$R_{Л} = 0,493 \cdot 0,7 = 4,8;$$

где  $r_{y\delta}$  - удельное активное сопротивление провода СИП-3 до ТП-3, 0,493 Ом/км;

$x_{y\delta}$  - удельное реактивное сопротивление провода СИП-3 до ТП-3, 0,01 Ом/км;

$L$  – длина участка ВЛ выполненной проводом СИП-3 до ТП-3, км.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления тока трехфазного КЗ на стороне 10 кВ ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$I_{noTP-3} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}; \quad (36)$$

$$I_{noTP-3} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{4,8^2 + (0,485 + 0,1)^2}} = 1,26 \text{ кА.}$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления тока двухфазного КЗ на стороне 10 кВ ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$I_{noТП-3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{noТП-3}^{(3)}; \quad (37)$$

$$I_{noТП-3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,26 = 1,1 \text{ кА.}$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ на ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$T_{ТП-3} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}; \quad (38)$$

$$T_{ТП-3} = \frac{0,485 + 0,1}{4,8 \cdot 314} = 0,031 \text{ с.}$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления ударного коэффициента тока КЗ на ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$K_{y\delta ТП-3} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ТП-3}}}; \quad (39)$$

$$K_{y\delta ТП-3} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,031}} = 1.$$



Используется следующее инженерное выражение для вычисления ударного тока КЗ на стороне 10 кВ ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$i_{удТП-3} = K_{удТП-3} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ноТП-3}, \quad (40)$$

$$i_{удТП-3} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,26 = 1,8 \text{ кА.}$$

В остальных характерных точках сети 10 кВ расчёт выполняется так же.

Таблица 18 с данными о токах КЗ в сети 10 кВ сформирована с разбивкой по каждой характерной ТП и показана ниже по тексту [19].

Таблица 18 – Токи короткого замыкания в сети 10 кВ

Точка КЗ	L, км	R <sub>экв</sub> , Ом	Z <sub>экв</sub> , Ом	I <sup>(3)</sup> <sub>по</sub> , кА	I <sup>(2)</sup> <sub>по</sub> , кА	T, с	K <sub>уд</sub>	I <sub>уд</sub> , кА
ближняя ТП 3	0,70	4,80	4,82	1,26	1,10	0,031	1,0	1,8
дальняя ТП 1	1,70	5,29	5,31	1,14	0,99	0,035	1,0	1,6
ближняя ТП 4	0,4	0,20	0,52	11,59	10,09	0,001	1,3	21,0
дальняя ТП 7	1,1	0,54	0,73	8,34	7,26	0,004	1,0	12,2
ближняя ТП 6	0,7	0,35	0,60	10,20	8,87	0,002	1,1	16,0
дальняя ТП 11	1,8	0,89	1,01	6,00	5,22	0,006	1,0	8,5
ПС-ТП 5	0,25	0,25	1	11,16	9,71	0,002	1,2	18,98
ближняя ТП 12	1	3,45	3,48	1,74	1,52	0,023	1,0	2,46
дальняя ТП 15	3,1	4,49	4,51	1,35	1,17	0,029	1,0	1,90

## 7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ

Оценочные показатели величины токов КЗ в сети 0,4 кВ будут получены в результате расчётов на ближайшем и удаленном ВРУ потребителя по характерным ТП 10/0,4 кВ, рисунок 9.

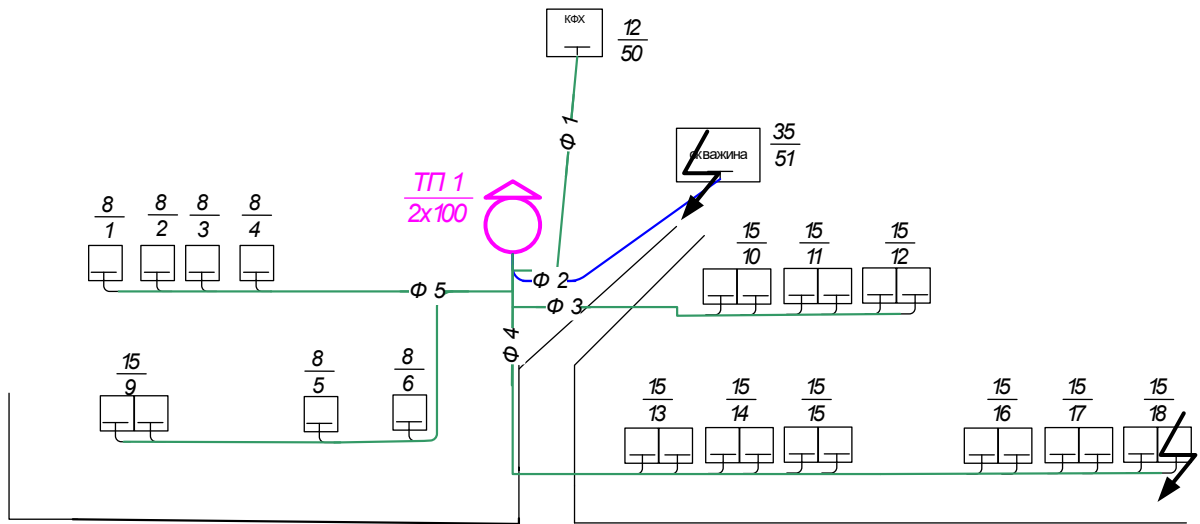


Рисунок 9 – Точки КЗ в сети 0,4 кВ

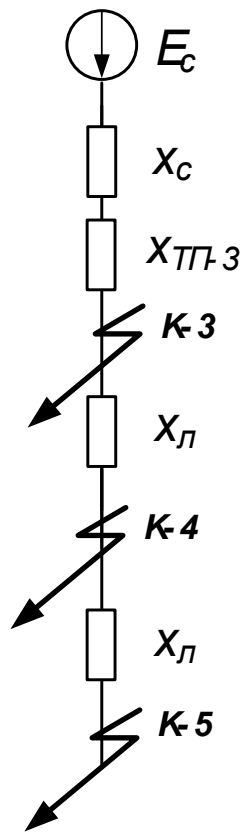


Рисунок 10 – Схема замещения участка сети 0,4 кВ для расчёта токов КЗ

Используется следующее инженерное выражение для вычисления сопротивления системы 0,4 кВ по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$x_C = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}};$$

$$x_C = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 10} = 22 \text{ мОм};$$

где  $I_{Kc}^{(3)}$  - значение тока КЗ на стороне 10 кВ ТП, принимается в соответствии с отключающей способностью предохранителей 10 кВ, 10 кА.

Используются данные [19] для нахождения величин  $r_{mp}, X_{mp}$  трансформаторов 10/0,4 кВ.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления тока трехфазного КЗ на ВРУ жилого дома 43 подключенного к ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{U_{срнн} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(R_{1\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma})^2}}; \quad (41)$$

$$I_{по}^{(3)} = \frac{0,38 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(0,09 + 0,017)^2 + (0,01 + 0,04)^2}} = 1,7 \text{ кА};$$

где  $R_{1\Sigma}$  - активное сопротивление прямой последовательности до точки КЗ, включает сопротивление трансформатора 0,017 Ом и сопротивление линии 0,09 Ом;

$X_{1\Sigma}$  - реактивное сопротивление прямой последовательности до точки КЗ, включает сопротивление трансформатора 0,04 Ом, сопротивление линии 0,01 Ом и сопротивление системы 0,022 Ом;

Реактивное и активное сопротивление линий 0,4 кВ принимаются  $X_{0л} = (3-5) \cdot X_{1л}, R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$ .

Используется следующее инженерное выражение для вычисления тока однофазного КЗ на ВРУ жилого дома 43 подключенного к ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = \frac{U_{\text{срнн}} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}; \quad (42)$$

$$I_{\text{по}}^{(1)} = \frac{0,38 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot ((0,09 + 0,017) + (0,09 \cdot 10 + 0,017))^2 + (2 \cdot ((0,01 + 0,04) + (0,01 \cdot 4 + 0,04))^2)}} = 0,56 \text{ кА};$$

где  $R_{1\Sigma}$ ,  $R_{0\Sigma}$  - активное сопротивление прямой и нулевой последовательности до точки КЗ, Ом;

$X_{1\Sigma}$ ,  $X_{0\Sigma}$  - реактивное сопротивление прямой и нулевой последовательности до точки КЗ, Ом;

В остальных характерных точках сети 0,4 кВ расчёт выполняется так же, как было показано в порядке расчёта сети 10 кВ.

Таблица 19 с данными о токах КЗ в сети 0,4 кВ сформирована с разбивкой по каждой характерной ТП и показана ниже по тексту [19].

Таблица 19 – Токи короткого замыкания в сети 0,4 кВ

ТП	L, км	Rл, Ом	Xл, Ом	Rт, Ом	Xт, Ом	Z <sub>экв</sub> , Ом	I <sup>(3)</sup> <sub>по</sub> , кА	I <sup>(1)</sup> <sub>по</sub> , кА	T, с	K <sub>уд</sub>	I <sub>уд</sub> , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП 3 (шины НН)				0,02	0,04	0,07	3,34	1,63	0,008	1,29	6,071
максимальный ток дом 43	0,1	0,09	0,01	0,02	0,04	0,13	1,73	0,56	0,002	1,00	2,451
минимальный ток дом 49	0,4	0,13	0,04	0,02	0,04	0,18	2,47	0,32	0,002	1,00	3,505
ТП 1 (шины НН)				0,03	0,07	0,09	2,37	1,01	0,007	1,22	4,090
максимальный ток скважина 51	0,1	0,13	0,01	0,03	0,07	0,18	1,19	0,39	0,002	1,00	1,690
минимальный ток дом 18	0,4	0,13	0,04	0,03	0,07	0,20	1,08	0,31	0,002	1,01	1,537
ТП 4 (шины НН)				0,01	0,03	0,05	4,39	2,54	0,009	1,34	8,297
максимальный ток маш. двор 176	0,1	0,13	0,01	0,01	0,03	0,15	1,50	0,42	0,001	1,00	2,115

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
минимальный ток дом 85	0,30	0,19	0,03	0,01	0,03	0,22	1,01	0,26	0,001	1,00	1,434
ТП 7 (шины НН)				0,01	0,03	0,05	4,39	2,54	0,009	1,34	8,297
максимальный ток дом 63	0,10	0,19	0,01	0,01	0,03	0,21	1,05	0,28	0,001	1,00	1,487
минимальный ток дом 117	0,40	0,17	0,04	0,01	0,03	0,21	1,06	0,26	0,001	1,00	1,502
ТП 6 (шины НН)				0,02	0,04	0,07	3,34	1,63	0,008	1,29	6,071
максимальный ток дом 177	0,10	0,19	0,01	0,02	0,04	0,22	1,00	0,28	0,001	1,00	1,410
минимальный ток дом 149	0,30	0,26	0,03	0,02	0,04	0,29	0,75	0,20	0,001	1,00	1,062
ТП 11 (шины НН)				0,02	0,04	0,07	3,34	1,63	0,008	1,29	6,071
максимальный ток гараж 182	0,25	0,22	0,02	0,02	0,04	0,25	0,88	0,24	0,001	1,00	1,243
минимальный ток дом 158	0,55	0,24	0,05	0,02	0,04	0,29	0,77	0,19	0,001	1,00	1,086
ТП 5 (шины НН)				0,02	0,04	0,07	3,34	1,63	0,008	1,29	6,071
максимальный ток дом 159	0,10	0,09	0,01	0,02	0,04	0,13	1,73	0,56	0,002	1,00	2,451
минимальный ток дом 61	0,30	0,36	0,03	0,02	0,04	0,39	0,57	0,15	0,001	1,00	0,800
ТП 12 (шины НН)				0,02	0,04	0,07	3,34	1,63	0,008	1,29	6,071
максимальный ток школа 277	0,10	0,03	0,01	0,02	0,04	0,09	2,49	1,08	0,003	1,05	3,703
минимальный ток дом 243	0,50	0,22	0,05	0,02	0,04	0,26	1,66	0,21	0,001	1,00	2,355
ТП 15 (шины НН)				0,01	0,03	0,05	4,39	2,54	0,009	1,34	8,297
максимальный ток дом 255	0,20	0,09	0,02	0,01	0,03	0,12	1,83	0,51	0,002	1,00	2,593
минимальный ток дом 194	0,50	0,31	0,05	0,01	0,03	0,34	0,65	0,16	0,001	1,00	0,922

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

## 8.1 Выбор линейных автоматических выключателей 0,4 кВ

Используется следующее инженерное выражение для выбора автоматических выключателей по току расцепителя на линии подключения потребителя 43 ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p; \quad (43)$$

$$63 \text{ А} \geq 35 \text{ А};$$

где  $I_{\text{ном. расц}}$  – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя ВА 51-31, 63 А.

Используется следующее инженерное выражение для проверки автоматических выключателей по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ на линии подключения потребителя 43 ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{но}}^{(3)}; \quad (44)$$

$$15 \text{ кА} \geq 1,73 \text{ кА};$$

где  $I_{\text{отк}}$  – номинальная отключающая способность автоматического выключателя ВА 51-31, 15 кА.

Используется следующее инженерное выражение для проверки автоматических выключателей по чувствительности к однофазным токам КЗ на линии подключения потребителя 43 ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [10] библиографического списка:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср расц}}; \quad (45)$$

$$0,56 \text{ кА} \geq 1,25 \cdot 5 \cdot 0,063;$$

$$0,56 \text{ кА} \geq 0,39 \text{ кА};$$

где  $I_{ср\ расц}$  – ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА 51-31, определяется кратностью К, которая подбирается под конкретные условия установки автоматического выключателя, кА.

Для остальных ТП 10/0,4 кВ села Пригородное расчёт выполняется так же, как было показано для ТП-1

Таблица 20 с данными о результатах выбора и проверки линейных автоматических выключателей ТП в сети 0,4 кВ сформирована с разбивкой по каждой характерной ТП и показана ниже по тексту [19].

Таблица 20 – Выбор и проверка линейных автоматических выключателей ТП в сети 0,4 кВ

Подстанция	Ином расц, А	Ip, А	$I^{(3)}_{по}$ , кА	Iотк, кА	$I^{(1)}_{по}$ , кА	$1,25I_{расц}$ , кА	Красц,
максимальный ток дом 43	63	35	1,73	15	0,56	0,39	5
минимальный ток дом 49	100	63	2,47	15	0,32	0,25	2
минимальный ток дом 18	100	63	1,08	15	0,31	0,25	2
максимальный ток машинный двор 176	160	113	1,50	15	0,42	0,40	2
минимальный ток дом 85	63	56	1,01	15	0,26	0,16	2
максимальный ток дом 63	63	28	1,05	15	0,28	0,16	2
минимальный ток дом 117	63	56	1,06	15	0,26	0,16	2
максимальный ток дом 177	63	56	1,00	15	0,28	0,16	2
минимальный ток дом 149	63	42	0,75	15	0,20	0,16	2
максимальный ток гараж 182	63	47	0,88	15	0,24	0,16	2
минимальный ток дом 158	63	42	0,77	15	0,19	0,16	2
максимальный ток дом 159	63	50	1,73	15	0,56	0,16	2
минимальный ток дом 61	63	31	0,57	15	0,15	0,08	1
максимальный ток школа 277	100	67	2,49	15	1,08	0,50	4
минимальный ток дом 243	63	42	1,66	15	0,21	0,16	2
максимальный ток дом 255	63	56	1,83	15	0,51	0,16	2
минимальный ток дом 194	63	34	0,65	15	0,16	0,16	2

## 8.2 Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

Используется следующее инженерное выражение для выбора автоматических выключателей по току расцепителя на вводе ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p;$$

$$100 \text{ A} \geq 96 \text{ A};$$

где  $I_{\text{ном. расц}}$  – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя ВА 51-31, 100 А.

Используется следующее инженерное выражение для проверки автоматических выключателей по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ на вводе ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{но}}^{(3)};$$

$$15 \text{ кА} \geq 2,37 \text{ кА};$$

где  $I_{\text{отк}}$  – номинальная отключающая способность автоматического выключателя ВА 51-31, 15 кА.

Используется следующее инженерное выражение для проверки автоматических выключателей по чувствительности к однофазным токам КЗ на вводе ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср расц}};$$

$$1,01 \text{ кА} \geq 1,25 \cdot 4 \cdot 0,1;$$

$$1,01 \text{ кА} \geq 0,5 \text{ кА};$$



где  $I_{ср\ расц}$  – ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА 51-31, определяется кратностью  $K$ , которая подбирается под конкретные условия установки автоматического выключателя, кА.

Для остальных ТП 10/0,4 кВ села Пригородное расчёт выполняется так же, как было показано для ТП-3

Таблица 21 с данными о результатах выбора и проверки вводных автоматических выключателей ТП в сети 0,4 кВ сформирована с разбивкой по каждой характерной ТП и показана ниже по тексту [19].

Таблица 21 – Выбор и проверка вводных автоматических выключателей ТП в сети 0,4 кВ

Подстанция	Ином расц, А	$I_p$ , А	$I^{(3)}_{по}$ , кА	$I_{отк}$ , кА	$I^{(1)}_{по}$ , кА	$1,25I_{расц}$ , кА	$K_{расц}$
ТП 3 (шины НН)	250	167	3,34	15	1,63	1,25	4
ТП 1 (шины НН)	100	96	2,37	15	1,01	0,50	4
ТП 4 (шины НН)	250	211	4,39	15	2,54	1,88	6
ТП 7 (шины НН)	250	221	4,39	15	2,54	1,88	6
ТП 6 (шины НН)	250	136	3,34	15	1,63	1,25	4
ТП 11 (шины НН)	250	168	3,34	15	1,63	1,25	4
ТП 5 (шины НН)	250	192	3,34	15	1,63	1,25	4
ТП 12 (шины НН)	250	160	3,34	15	1,63	1,25	4
ТП 15 (шины НН)	250	232	4,39	15	2,54	1,25	4

Все автоматические выключатели для защиты сетей 0,4 кВ села Пригородное соответствуют условиям выбора и проверки.

## 9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

### 9.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства 10 кВ

На стороне 10 кВ ПС Пригородная использованы ячейки КРУ наружной установки КРН-10, проводится их замена на современные ячейки КРУ СЭЩ-59 (ОАО «Электрощит»).

Используются следующие инженерные выражения для выбора КРУ по расчетному току и напряжению установки на стороне 10 кВ ПС Пригородная по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ; \quad (46)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{мах ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7}} \leq I_{\text{ном}} ; \quad (47)$$

$$28 \text{ А} \leq 630 \text{ А}.$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления расчётного теплового импульса КРУ 10 кВ для ВЛ 10 кВ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$W_{\text{кр}} = I_{\text{но ТП4}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}) ; \quad (48)$$

$$W_{\text{кр}} = 11,6^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 67 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 0,055 с;

$t_{\text{сел}}$  - выдержка времени на срабатывания токовой защиты, 0,5 с;

$I_{по ТП4}^{(3)}$  -ток трехфазного КЗ в начальный период на ТП-4, ближайшей к шинам ПС Пригородное, кА.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления номинального теплового импульса КРУ 10 кВ для ВЛ 10 кВ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ; \quad (49)$$

$$B_{Кном} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $I_{терм}$  - ток, при котором сохраняется термическая стойкость выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 20 кА;

$t_{терм}$  - время, в течении которого сохраняется термическая стойкость выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 4 с.

Используется следующее инженерное выражение для проверки термической стойкости КРУ 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в источнике [10] библиографического списка:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_{Кр} ; \quad (50)$$

$$1600 \text{ кА}^2\text{с} \geq 67 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Используется следующее инженерное выражение для проверки электродинамической стойкости КРУ 10 кВ по порядку расчёта [19]:

$$i_{скв} \geq i_{уд}; \quad (51)$$

$$30 \text{ кА} \geq 21 \text{ кА};$$

где  $I_{дин}$  - ток, при котором сохраняется электродинамическая стойкость выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 30 кА;

Для остальных ВЛ-10 кВ села Пригородное расчёт выполняется так же, как было показано для ВЛ-10 кВ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7.

Таблица 22 с данными о результатах выбора и проверки КРУ сформирована с разбивкой по каждому условию выбора и проверки и показана ниже по тексту [19].

Таблица 22 – Выбор и проверка КРУ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{н \text{ ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1}} = 630 \text{ А}$ $I_{р \text{ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7}} = 630 \text{ А}$ $I_{р \text{ ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11}} = 630 \text{ А}$ $I_{р \text{ ПС-ТП 5}} = 630 \text{ А}$ $I_{р \text{ ПС-ТП 12-ТП 13-ТП 14-ТП 16-ТП 15}} = 630 \text{ А}$	$I_{р \text{ ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1}} = 21 \text{ А}$ $I_{р \text{ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7}} = 28 \text{ А}$ $I_{р \text{ ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11}} = 55 \text{ А}$ $I_{р \text{ ПС-ТП 5}} = 8 \text{ А}$ $I_{р \text{ ПС-ТП 12-ТП 13-ТП 14-ТП 16-ТП 15}} = 36 \text{ А}$	$I_{н} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 21 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} = 67 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_{кр}$

По данным сравнения выбранная марка КРУ подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем КРУ типа КРУ СЭЩ-59.

## 9.2 Выбор выключателей 10 кВ

На ПС Пригородная в КРУ-10 кВ проводится замена масляных выключателей ВМГ-10-20 на вакуумные выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2.

Используются следующие инженерные выражения для выбора выключателей по расчетному току, напряжению установки и отключающей способности на стороне 10 кВ ПС Пригородная по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (52)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\max \text{ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7}} \leq I_{\text{ном}} ; \quad (53)$$

$$28 \text{ A} \leq 630 \text{ A};$$

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}};$$

$$12,5 \text{ кА} \geq 11,6 \text{ кА}.$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления расчётного теплового импульса выключателей 10 кВ для ВЛ 10 кВ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$B_{\text{кр}} = I_{\text{но ТП4}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}); \quad (54)$$

$$B_{\text{кр}} = 11,6^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 67 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 0,055 с;

$t_{\text{сел}}$  - выдержка времени на срабатывания токовой защиты, 0,5 с;

$I_{\text{но ТП4}}^{(3)}$  - ток трехфазного КЗ в начальный период на ТП-4, ближайшей к шинам ПС Пригородное, кА.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления номинального теплового импульса выключателей 10 кВ для ВЛ 10 кВ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} ; \quad (55)$$

$$B_{\text{ном}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $I_{\text{терм}}$  - ток, при котором сохраняется термическая стойкость выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 20 кА;

$t_{\text{терм}}$  - время, в течении которого сохраняется термическая стойкость выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 4 с.

Используется следующее инженерное выражение для проверки термической стойкости выключателей 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в [10]:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{кр}}; \quad (56)$$

$$1600 \text{ кА}^2\text{с} \geq 67 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Используется следующее инженерное выражение для проверки электродинамической стойкости выключателей 10 кВ по порядку расчёта [19]:

$$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (57)$$

$$30 \text{ кА} \geq 21 \text{ кА};$$

где  $I_{\text{дин}}$  - ток, при котором сохраняется электродинамическая стойкость выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 30 кА;

Используется следующее инженерное выражение для проверки отключения апериодической составляющей тока КЗ для выключателей 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном откл}}, \quad (58)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 20 = 11.31 \text{ кА},$$

$$i_{a \text{ ном}} \geq i_{at}; \quad (59)$$

$$11,31 \text{ кА} \geq 6 \text{ кА};$$

где  $\beta_n$  – номинальная доля аperiodической составляющей в полном токе КЗ для выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 40%.

Используется следующее инженерное выражение для проверки отключения полного тока КЗ для выключателей 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но.ПС}}^{(3)} + i_{at\text{ПС}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (60)$$

$$\sqrt{2} \cdot 11,6 + 11,6 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$22,6 \leq 39,59 \text{ кА}.$$

Для остальных ВЛ-10 кВ села Пригородное расчёт выполняется так же, как было показано для ВЛ-10 кВ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7.

Таблица 23 с данными о результатах выбора и проверки выключателей сформирована с разбивкой по каждому условию выбора и проверки и показана ниже по тексту [19].

Таблица 23 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_n \text{ ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1} = 630 \text{ А}$ $I_r \text{ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7} = 630 \text{ А}$ $I_r \text{ ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11} = 630 \text{ А}$ $I_r \text{ ПС-ТП 5} = 630 \text{ А}$ $I_r \text{ ПС-ТП 12-ТП 13-ТП 14-ТП 16-ТП 15} = 630 \text{ А}$	$I_r \text{ ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1} = 21 \text{ А}$ $I_r \text{ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7} = 28 \text{ А}$ $I_r \text{ ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11} = 55 \text{ А}$ $I_r \text{ ПС-ТП 5} = 8 \text{ А}$ $I_r \text{ ПС-ТП 12-ТП 13-ТП 14-ТП 16-ТП 15} = 36 \text{ А}$	$I_n \geq I_{r\text{max}}$
$I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 11,6 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$i_{\text{квб}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21 \text{ кА}$	$i_{\text{квб}} \geq i_{\text{уд}}$

$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} = 67 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_{кр}$
$I_{откл} = 12.5 \text{ кА}$	$I_{по} = 11,6 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ат} = 6 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Te1-10–12,5-20/630 УХЛ-2.

### 9.3 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Используются следующие инженерные выражения для выбора трансформаторов тока по расчетному току и напряжению установки на стороне 10 кВ ПС Пригородная по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$I_{мах ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7} \leq I_{1ном};$$

$$28 \text{ А} \leq 50 \text{ А}.$$

Таблица 24 с данными о результатах выбора приборов вторичных цепей трансформаторов тока 10 кВ и показана ниже по тексту [19].

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Оборудование вторичных цепей	Марка оборудования	Нагрузка, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр щитовой	РА-1941-АХ1		0.5	
Счетчик электроэнергии цифровой	СЕ308 Энергомера	0.15		0.15
Ваттметр щитовой	PS-194P-АХ1	0.5		0.5
Варметр щитовой	PS-194Q-АХ1	0.5		0.5
Суммарная нагрузка		1.15	0.5	1.15

На стороне 10 кВ ПС Пригородная выбираются трансформаторы тока ТОЛ-10-1-У2, [19].



Используется следующее инженерное выражение для вычисления номинальной вторичной нагрузки трансформаторов тока 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}; \quad (61)$$

$$Z_{2H} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом};$$

где  $S_{2H}$  - полная номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора тока ТОЛ-10-1-У2, 12,5 ВА;

$I_2$  - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока ТОЛ-10-1-У2, 5 А.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления нагрузки измерительных приборов вторичной цепи трансформаторов тока 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (62)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.15}{5^2} = 0.046 \text{ Ом};$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  - полная номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора тока ТОЛ-10-1-У2, 12,5 ВА;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления нагрузки соединительных проводов вторичной цепи трансформаторов тока 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (63)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом};$$

где  $q$  – сечение жил соединительных проводов,  $4 \text{ мм}^2$ ;

$l$  – протяжённость соединительных проводов,  $5 \text{ м}$ .

$\rho$  – удельное сопротивление соединительных проводов АКРВГ,  $0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ .

Используется следующее инженерное выражение для вычисления расчётной нагрузки вторичной цепи трансформаторов тока  $10 \text{ кВ}$  по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}; \quad (64)$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.046 = 0.181 \text{ Ом};$$

где  $r_{\text{конт}}$  - сопротивление монтируемых контактов и соединений,  $0,1 \text{ Ом}$ .

Используется следующее инженерное выражение для проверки загрузки вторичной цепи трансформаторов тока  $10 \text{ кВ}$  по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (65)$$

$$0,181 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления расчётного теплового импульса трансформаторов тока  $10 \text{ кВ}$  для ВЛ  $10 \text{ кВ}$  ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7 по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$B_{кр} = I_{но ТП4}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + t_{сел});$$

$$B_{кр} = 11,6^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 67 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{отк}$  - собственное время отключения выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 0,055 с;

$t_{сел}$  - выдержка времени на срабатывания токовой защиты, 0,5 с;

$I_{но ТП4}^{(3)}$  - ток трехфазного КЗ в начальный период на ТП-4, ближайшей к шинам ПС Пригородное, кА.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления номинального теплового импульса трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ 10 кВ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7 по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм};$$

$$B_{Кном} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $I_{терм}$  - ток, при котором сохраняется термическая стойкость выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 20 кА;

$t_{терм}$  - время, в течении которого сохраняется термическая стойкость выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 4 с.

Используется следующее инженерное выражение для проверки термической стойкости трансформаторов тока 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_{кр};$$

$$1600 \text{ кА}^2\text{с} \geq 67 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Используется следующее инженерное выражение для проверки электродинамической стойкости трансформаторов тока 10 кВ по порядку расчёта [19]:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}};$$

$$30 \text{ кА} \geq 21 \text{ кА};$$

где  $I_{\text{дин}}$  - ток, при котором сохраняется электродинамическая стойкость выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2, 30 кА;

Для остальных ВЛ-10 кВ села Пригородное расчёт выполняется так же, как было показано для ВЛ-10 кВ ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7.

Таблица 25 с данными о результатах выбора и проверки трансформаторов тока сформирована с разбивкой по каждому условию выбора и проверки и показана ниже по тексту [19].

Таблица 25 – Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{н ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1}} = 50 \text{ А}$ $I_{\text{р ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7}} = 50 \text{ А}$ $I_{\text{р ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11}} = 100 \text{ А}$ $I_{\text{р ПС-ТП 5}} = 50 \text{ А}$ $I_{\text{р ПС-ТП 12-ТП 13-ТП 14-ТП 16-ТП 15}} = 50 \text{ А}$	$I_{\text{р ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1}} = 21 \text{ А}$ $I_{\text{р ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7}} = 28 \text{ А}$ $I_{\text{р ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11}} = 55 \text{ А}$ $I_{\text{р ПС-ТП 5}} = 8 \text{ А}$ $I_{\text{р ПС-ТП 12-ТП 13-ТП 14-ТП 16-ТП 15}} = 36 \text{ А}$	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2\text{н}} = 0.5 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{\text{нр}} = 0.181 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{н}} \geq Z_{\text{нр}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} = 67 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{кр}}$
$I_{\text{дин}} = 30 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 21 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Для всех линейных трансформаторов тока 10 кВ ПС Пригородная условия выбора и проверки соблюдается.

#### 9.4 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

Используются следующие инженерные выражения для выбора трансформаторов напряжения по напряжению установки на стороне 10 кВ ПС Пригородная по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Таблица 26 с данными о результатах выбора приборов вторичных цепей трансформаторов напряжения 10 кВ и показана ниже по тексту [19].

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Оборудование вторичных цепей	Марка оборудования	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, ВА
Вольтметр щитовой	PV-1941-AX1	2	1	1	0	2	-
Ваттметр щитовой	PS-194P-AX1	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик электроэнергии цифровой (W <sub>P</sub> )	CE308 Энергомера	5	5	0.38	0.925	9,5	23
Счетчик электроэнергии цифровой (W <sub>Q</sub> )	CE308 Энергомера	5	5	0.38	0.925	9,5	23
Итого	-	-	-	-	-	24	46

На стороне 10 кВ ПС Пригородная выбираются трансформаторы напряжения НАМИ-10У3, [19].

Используется следующее инженерное выражение для вычисления расчётной нагрузки вторичной цепи трансформаторов напряжения 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}; \quad (66)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{24^2 + 46^2} = 52 \text{ ВА}.$$

Используется следующее инженерное выражение для проверки загрузки вторичной цепи трансформаторов напряжения 10 кВ по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (67)$$

$$52 \text{ Ом} \leq 75 \text{ Ом}.$$

где  $S_{\text{ном}}$  – полная номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения НАМИ-10У3, 75 ВА;

Таблица 27 с данными о результатах выбора и проверки трансформаторов напряжения сформирована с разбивкой по каждому условию выбора и проверки и показана ниже по тексту [19].

Таблица 27 – Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $S_{\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $S_{2\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Для всех трансформаторов напряжения каждой секции шин 10 кВ ПС Пригородная условия выбора и проверки соблюдается.

### 9.5 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

На ТП 10/0,4 кВ села Пригородное в РУ-10 кВ устанавливаются выключатели нагрузки ВНА-10/400.

Используются следующие инженерные выражения для выбора выключателей по расчетному току на стороне 10 кВ ТП-3 села Пригородное по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$I_{\text{мах ТП 3}} \leq I_{\text{ном}} ;$$

$$9 \text{ А} \leq 400 \text{ А};$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления расчётного теплового импульса выключателей нагрузки 10 кВ для ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$B_{P\text{ТП}3} = I_{н.о.\text{ТП}3}^2 \cdot (t_{pz});$$

$$B_{P\text{ТП}3} = 1,26^2 \cdot (0.5) = 0,8 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $t_{\text{сел}}$  - выдержка времени на срабатывания токовой защиты, 0,5 с;

$I_{\text{поТП}3}$  - ток трехфазного КЗ в начальный период на ТП-3, ближайшей к шинам ПС Пригородное, кА.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления номинального теплового импульса выключателей нагрузки 10 кВ для ТП-3 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$B_{KH\text{ТП}3} = I_T^2 \cdot t_T;$$

$$B_{KH\text{ТП}3} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $I_T$  - ток, при котором сохраняется термическая стойкость выключателя нагрузки ВНА-10/400, 10 кА;

$t_{\text{терм}}$  - время, в течении которого сохраняется термическая стойкость выключателя нагрузки ВНА-10/400, 4 с.

Используется следующее инженерное выражение для проверки термической стойкости выключателей нагрузки 10 кВ ТП-3 по порядку расчёта [19]:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{Kp};$$

$$400 \text{ кА}^2\text{с} \geq 0,8 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Используется следующее инженерное выражение для проверки электродинамической стойкости выключателей нагрузки 10 кВ по порядку расчёта [10]:

$$i_{скв} \geq i_{уд};$$

$$30 \text{ кА} \geq 1,8 \text{ кА};$$

где  $I_{дин}$  - ток, при котором сохраняется электродинамическая стойкость выключателя нагрузки ВНА-10/400, 30 кА;

Для остальных ТП-10 кВ села Пригородное расчёт выполняется так же, как было показано для ТП-3. Таблица 28 с данными о результатах выбора и проверки выключателей сформирована с разбивкой по каждому условию выбора и проверки и показана ниже по тексту [19].

Таблица 28 – Выбор и проверка выключателей нагрузки 10 кВ

№ ТП	$I_p$ ТП, А	$I_n$ , А	условие	$V_{кр}$ , кА <sup>2</sup> с	$V_{кн}$ , кА <sup>2</sup> с	условие	$I_{скв}$ , кА	$I_{уд}$ , кА	условие
1	12	400	$I_n \geq I_{pТП}$	2	400	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq V_{кр}$	1,6	30	$i_{скв} \geq i_{уд}$
2	14	400		2	400		1,6	30	
3	9	400		1	400		1,8	30	
4	29	400		67	400		21,0	30	
5	9	400		62	400		19,0	30	
6	18	400		52	400		16,0	30	
7	14	400		54	400		12,2	30	
8	12	400		74	400		21,0	30	
9	29	400		94	400		16,0	30	
10	29	400		96	400		16,0	30	
11	9	400		72	400		8,5	30	
12	18	400		2	400		2,5	30	
13	12	401		3	401		2,5	30	
14	9	402		5	402		2,5	30	
15	14	403		5	403		1,9	30	
16	9	404		6	404		2,5	30	



По данным сравнения выбранная марка выключателя нагрузки подходит, следовательно, на ТП 10/0,4 кВ села Пригородное устанавливаем выключатели нагрузки ВНА-10/400.

### 9.6 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ

Используется следующее инженерное выражение для вычисления расчётного тока на стороне 10 кВ ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (68)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{2 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 12 \text{ А}$$

где  $S_{ТП}$  - суммарная мощность трансформаторов ТП-1, 2x100 кВА.

Используются следующие инженерные выражения для выбора предохранителей на стороне 10 кВ ТП-1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [19] библиографического списка:

$$I_{НОМ ПР} \geq I_{РАСЧ} ; \quad (69)$$

$$I_{ВСТ} \geq I_{РАСЧ} ; \quad (70)$$

$$20 \text{ А} \geq 20 \text{ А};$$

$$20 \text{ А} \geq 20 \text{ А};$$

где  $I_{НОМ ПР}$  - номинальный ток предохранителей ПК1 – 10У1, установленных в ТП-1, 20 А;

$I_{НОМ ПР}$  - ток плавкой вставки предохранителей ПК1 – 10У1 установленных в ТП-1, 20 А.

Для остальных ТП 10/0,4 кВ села Пригородное расчёт выполняется так же, как было показано для ТП-1.

Таблица 29 с данными о результатах выбора предохранителей 10 кВ ТП сформирована с разбивкой по каждой ТП и показана ниже по тексту [19].

Таблица 29 – Выбор предохранителей ТП 10 кВ

№ ТП	Нтр	Стр ном, кВА	$I_{РАСЧ}$ , А	$I_{НОМ ПР}$ , А	$I_{ВСТ}$ , А	Тип предохранителя
1	2	100	12	20	20	ПК1 – 10У1
2	1	250	14	20	20	ПК1 – 10У1
3	1	160	9	20	10	ПК1 – 10У1
4	2	250	29	32	32	ПК1 – 10У1
5	1	160	9	20	10	ПК1 – 10У1
6	2	160	18	20	20	ПК1 – 10У1
7	1	250	14	20	20	ПК1 – 10У1
8	2	100	12	20	20	ПК1 – 10У1
9	2	250	29	32	32	ПК1 – 10У1
10	2	250	29	32	32	ПК1 – 10У1
11	1	160	9	20	10	ПК1 – 10У1
12	2	160	18	20	10	ПК1 – 10У1
13	2	100	12	20	20	ПК1 – 10У1
14	1	160	9	20	10	ПК1 – 10У1
15	1	250	14	20	20	ПК1 – 10У1
16	1	160	9	20	10	ПК1 – 10У1

### 9.7 Проверка проводов воздушных линий 10 кВ по термической стойкости

Используется следующее инженерное выражение для вычисления сечения проводов воздушной линии подключения ТП 3 – ТП 2 – ТП 1, выдерживающего ток КЗ по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$S_T = \frac{I_{K3} \cdot \sqrt{t_{II}}}{K_T}; \quad (71)$$

$$S_{ТП3-2-1} = \frac{1100 \cdot \sqrt{0.055}}{95} = 3,1 \text{ мм}^2;$$

где  $I_{K3}$  - величина тока трёхфазного короткого замыкания на ТП-3;

$t_{II}$  - время воздействия тока короткого КЗ момента возникновения КЗ до его отключения;

$K_T$  - температурный коэффициент, равный 95.

Используется следующее инженерное выражение для проверки термической стойкости сечения проводов воздушной линии подключения ТП 3 – ТП 2 – ТП 1 по порядку расчёта, приведенным в [19]:

$$S_T \geq S_{\text{факт}}; \quad (72)$$

$$35 \text{ мм}^2 \geq 3,1 \text{ мм}^2;$$

где  $S_{\text{факт}}$  - площадь сечения используемых проводов воздушных линий 10 кВ, для провода СИП-3 в сети 10 кВ села пригородное использована площадь сечения 35 мм<sup>2</sup>.

Таблица 30 с данными о результатах проверки воздушных линий 10 кВ по термической стойкости сформирована с разбивкой по каждой линии 10 кВ и показана ниже по тексту [19].

Таблица 30 – Проверка проводов ВЛ 10 кВ по термической стойкости

Линия	$I^{(3)}$ по, кА	$S_{\text{терм.}}$ , мм <sup>2</sup>	$S_{\text{факт}}$ , мм <sup>2</sup>
ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1			
ближняя ТП 3	1,26	3,1	35
дальняя ТП 1	1,14	12,4	35
ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7			

ближняя ТП 4	11,59	28,6	35
дальняя ТП 7	8,34	34,3	35
ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11			
ближняя ТП 6	10,20	25,2	35
дальняя ТП 11	6,00	32,1	35
ПС-ТП 5	11,16	27,5	35
ПС-ТП 12-ТП 13-ТП 14-ТП 16-ТП 15			
ближняя ТП 12	1,74	4,3	35
дальняя ТП 15	1,35	22,6	35

На всех линиях 10 кВ села Пригородное условие термической стойкости проводов соблюдается.

### 9.8 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

В ячейках трансформатора напряжения на стороне 10 кВ ПС Пригородная устанавливаются ОПН-10/12/10/1(2) УХЛ2 [32].

Используется следующее инженерное выражение для выбора по наибольшему длительному рабочему напряжению, устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ, по порядку расчёта, приведенным в [32]:

$$U_{HP} \geq 1,02 - 1,05 \cdot U_{НС}, \quad (73)$$

$$11,5 \geq 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ},$$

где  $U_{HP}$  - длительно допустимое рабочее напряжение ОПН-10 кВ на ПС Пригородная, 11,5 кВ;

$U_{НС}$  - наибольшее рабочее фазное напряжение сетей 10 кВ села Пригородное, 10 кВ.

Условие обеспечения соответствия длительного рабочего напряжения устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ выполняется.

Используется следующее инженерное выражение для выбора по номинальному напряжению, устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ, по порядку расчёта, приведенным в [32]:

$$U_{ном} \geq U_{к} \cdot \left(\frac{T_{к}}{10}\right)^m, \quad (74)$$

$$14,4 \geq 15 \cdot \left(\frac{3}{10}\right)^{0,2} = 11,8 \text{ кВ},$$

где  $U_{ном}$  - номинальное паспортное напряжение ОПН, 10 кВ;

$U_{к}$  - амплитуда квазистационарного перенапряжения для сетей 10 кВ села Пригородное при сбросе нагрузки кратностью по отношению к номинальному 1,5;

$T_{к}$  - длительность квазистационарного перенапряжения для протяженных сетей 10 кВ при сбросе нагрузки, 3 с;

$m$  - среднее значение коэффициента ОПН, 0,02.

Условие обеспечения соответствия номинального напряжения устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ выполняется.

Используется следующее инженерное выражение для выбора по разрядному току, устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ, по порядку расчёта, приведенным в [32]:

$$I_{ном P} \geq 5 \text{ кА},$$

$$10 \text{ кА} \geq 5 \text{ кА},$$

где  $I_{ном P}$  – номинальный разрядный ток ОПН, 10 кА.

Условие обеспечения стекания разрядного тока устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ выполняется.

Используется следующее инженерное выражение для выбора по условию обеспечения энергоемкости, устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ, по порядку расчёта, приведенным в [32]:

$$W = 2 \cdot U_{\text{эк}} \cdot (U_{\text{П}} - U_{\text{эк}}) \cdot \frac{T_B}{Z}; \quad (75)$$

$$W = 2 \cdot 31,7 \cdot (3,67 \cdot 10 - 31,7) \cdot \frac{7,94}{100} = 25,2 \text{ кДж},$$

$$W_{\text{уд}} = \frac{W}{U_{\text{ном}}}; \quad (76)$$

$$W_{\text{уд}} = \frac{25,2}{10} = 2,5 \text{ кДж/кВ};$$

где  $U_{\text{П}}$  - амплитуда напряжения ОПН для диапазона 2%-ных перенапряжений, 3,67 от номинального значения 10 кВ;

$U_{\text{эк}}$  - остающееся напряжение ОПН при коммутационном импульсе, 31,7 кВ;

$Z$  – волновое сопротивление отходящих ВЛ от ПС Пригородная, равное 50 Ом;

$T$  - время распространения электромагнитной волны ВЛ от ПС Пригородная до ТП, 7,94 мкс.

Условие обеспечения энергоемкости устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ выполняется при классе пропускной способности 2 (от 2 до 3,2 кДж/кВ)

Используется следующее инженерное выражение для проверки по условию обеспечения взрывобезопасности, устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ, по порядку расчёта, приведенным в [32]:

$$I_{BB} \geq I_{K3}, \quad (77)$$

$$20 \text{ кА} > 12,5 \text{ кА},$$

где  $I_{BB}$  – ток взрывобезопасности ОПН-10 кВ на ПС Пригородная, 20 кА;

$I_{K3}$  – наибольшая величина тока КЗ на стороне 10 кВ ПС Пригородная, предельное значение для вакуумного выключателя, 12,5 кА.

Условие обеспечения взрывобезопасности устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ выполняется.

Используется следующее инженерное выражение для проверки по уровню ограничения коммутационных перенапряжений, устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ, по порядку расчёта, приведенным в [32]:

$$U_{OCT} \leq U_{KI} / (1,15-1,20), \quad (78)$$

$$U_{KI} = K_I \cdot K_K \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ИСП}, \quad (79)$$

$$U_{KI} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 75 = 42,8 \text{ кВ};$$

$$31,7 \text{ кВ} < 128/1,2 = 107 \text{ кВ},$$

где  $U_{OCT}$  – остающееся напряжение ОПН при токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой 31,7 кВ;

$U_{ИСП}$  – испытательное напряжение для РУ 10 кВ, 75 кВ;

$K_I$  – коэффициент импульса, 1,35;

$K_K$  – коэффициент куммулятивности, 0,9.

Условие ограничения коммутационных перенапряжений, устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ выполняется.

Используется следующее инженерное выражение для проверки по уровню ограничения грозových перенапряжений, устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ, по порядку расчёта, приведенным в [32]:

$$(U_{ИСП\ гр} - U_{Ост.ОПН10}) / U_{ИСП\ гр} > 0,2-0,25; \quad (80)$$

$$(75-38,2) / 75 = 0,49 > 0,2-0,25,$$

где  $U_{Ост.ОПН10}$  – остающееся напряжение на ОПН при воздействии грозových импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, 30,1 кВ;

$U_{ИСП\ гр}$  – испытательное значение используемого грозového импульса, 75 кВ.

Условие ограничения грозových перенапряжений устанавливаемых на ПС Пригородная ОПН-10 кВ выполняется.

Таблица 31 с данными о результатах выбора и проверки ограничителей перенапряжения сформирована с разбивкой по каждому условию выбора и проверки и показана ниже по тексту [32].

Таблица 31 – Выбор и проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $W_{уд} = 2,5 \text{ кДж/кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $K_{э3} = 3,2 \text{ кДж/кВ}$ $K_{э2} = 2 \text{ кДж/кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $K_{э3} \geq W_{уд} \geq K_{э2}$



## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Для соответствия требованиям надежности и быстродействия, а также для обеспечения требуемого уровня автоматизации настройки и обслуживания средств защиты линий 10 кВ используются терминалы микропроцессорной защиты «Сириус» [13].

### 10.1 Токовая отсечка воздушных линий 10 кВ

Используется следующее инженерное выражение для вычисления первичного тока срабатывания токовой отсечки (ТО) ВЛ 10 кВ ПС-ТПЗ-ТП2-ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [13] библиографического списка:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I^{(3)}_{ТПЗ}, \quad (81)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 1,26 = 1,385 \text{ кА},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, микропроцессорной защиты, 1,1;

$I^{(3)}_{ТПЗ}$  – ток трехфазного КЗ на ТПЗ, от которого отстраивается токовая отсечка, кА.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления чувствительности ТО ВЛ 10 кВ ПС-ТПЗ-ТП2-ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [13] библиографического списка:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{С.З.}}}; \quad (82)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,99}{1,385} = 0,72,$$

где  $I_{\text{ТП1}}^{(2)}$  – ток двухфазного КЗ на ТП2, по которому проверяется чувствительность токовой отсечки, кА.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления коэффициента трансформации трансформатора тока ВЛ 10 кВ ПС-ТП3-ТП2-ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [13] библиографического списка:

$$n_{\text{т}} = \frac{I_{\text{тт вн}}}{I_{\text{тт вн}}}; \quad (83)$$

$$n_{\text{т}} = \frac{30}{5} = 6.$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления вторичного тока срабатывания ТО ВЛ 10 кВ ПС-ТП3-ТП2-ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [13] библиографического списка:

$$I_{\text{С.Р.}} = k_{\text{СХ}} \frac{I_{\text{С.З.}}}{n_{\text{т}}}; \quad (84)$$

$$I_{\text{С.Р.}} = 1 \cdot \frac{1385}{6} = 231 \text{ А}.$$

Для остальных ВЛ-10 кВ села Пригородное расчёт выполняется так же, как было показано для ВЛ 10 кВ ПС-ТП3-ТП2-ТП1.

Таблица 32 с данными о результатах расчётов ТО линий 10 кВ села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой ВЛ-10 кВ и показана ниже по тексту [13].

Таблица 32 – Выбор уставок ТО ВЛ-10 кВ

Линия	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	$I_p,$ А	$I_{НТТ},$ А	$I_{с.з.}$ кА	$n_T$	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$	$t_{с.з.}$ с
ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1	1,26	0,99	21	30	1,385	6	231	0,72	0
ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7	11,59	7,26	28	30	12,752	6	2125	0,57	0
ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11	10,20	5,22	55	75	11,216	15	748	0,47	0
ПС-ТП 5	11,16	9,71	8	10	12,272	2	6136	0,79	0
ПС-ТП 12-ТП 13-ТП 14-ТП 16-ТП 15	1,74	1,17	36	50	1,916	10	192	0,61	0

### 10.2 Максимальная токовая защита воздушных линий 10 кВ

В результате расчётов получено, что чувствительность ТО без выдержки времени недостаточна, поэтому допускается установить МТЗ первой ступени с выдержкой времени 0 с.

$$t_{с.з.МТЗ-1} = 0 \text{ с.}$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления первичного тока срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) ВЛ 10 кВ ПС-ТП3-ТП2-ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [13] библиографического списка:

$$I_{с.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{с.з.} / k_{в}; \quad (85)$$

$$I_{с.з.} = 0,2 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,232 \text{ кА};$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности МТЗ, 1,1;

$k_{с.з.}$  – коэффициент запуска двигателей, для МТЗ 1;

$k_{в}$  – коэффициент возврата для МТЗ, 0,95;

$I_{раб.}$  – максимальный рабочий ток ВЛ 10 кВ ПС-ТП3-ТП2-ТП1, А.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления вторичного тока срабатывания МТЗ ВЛ 10 кВ ПС-ТПЗ-ТП2-ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [13] библиографического списка:

$$I_{c.p.} = I_{c.з.} \cdot k_{cx} / n_T, \quad (86)$$

$$I_{c.p.} = 231 \cdot 1 / (30/5) = 39;$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы для МТЗ, 1;

Используется следующее инженерное выражение для вычисления чувствительности МТЗ ВЛ 10 кВ ПС-ТПЗ-ТП2-ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [10] библиографического списка:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (87)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,99}{0.232} = 4 \geq 1,5,$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления времени срабатывания МТЗ второй ступени ВЛ 10 кВ ПС-ТПЗ-ТП2-ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [13] библиографического списка:

$$t_{c.з.МТЗ-2} = t_{p.з.} + \Delta t + t_{c.з.МТЗ-1}, \quad (88)$$

$$t_{c.з.МТЗ-2} = 0,01 + 0,5 + 0 = 0,61 \text{ с},$$

где  $t_{c.з.МТЗ-1}$  – время срабатывания МТЗ первой ступени, 0 с;

$t_{p.з.}$  - время реагирования терминала МТЗ, 0,01 с;

$\Delta t$  - время реагирования терминала МТЗ по условию селективности, 0,5 с.

Таблица 33 с данными о результатах расчётов МТЗ линий 10 кВ села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой ВЛ-10 кВ и показана ниже по тексту [13].

Таблица 33 – Выбор уставок МТЗ ВЛ-10 кВ

Линия	$I_{с.з.}$ кА	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$	$t_{с.з.}$ с
ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1	0,232	39	4	0,61
ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7	0,232	39	5	0,61
ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11	0,232	15	3	0,61
ПС-ТП 5	0,232	116	4	0,61
ПС-ТП 12-ТП 13-ТП 14-ТП 16-ТП 15	0,232	23	5	0,61

Для остальных ВЛ-10 кВ села Пригородное расчёт выполняется так же, как было показано для ВЛ 10 кВ ПС-ТП3-ТП2-ТП1.

### 10.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Используется следующее инженерное выражение для вычисления тока ЗНЗ ВЛ 10 кВ ПС-ТП3-ТП2-ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [10] библиографического списка:

$$I_{повр.л} = \frac{U_n \cdot L}{350}; \quad (89)$$

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 1,7}{350} = 0,06 \text{ А.}$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления тока обнаружения ЗНЗ ВЛ 10 кВ ПС-ТП3-ТП2-ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [12] библиографического списка:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л}; \quad (90)$$

$$I_{ТНП.повр.л} = 1,3 - 0,06 = 1,24 \text{ А;}$$

где  $I_{ЗНЗ}$  – суммарный емкостной ток сети 10 кВ в совокупности по фидерам 10 кВ ПС Пригородная, 1,3 А.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления тока срабатывания ЗНЗ ВЛ 10 кВ ПС-ТПЗ-ТП2-ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [10] библиографического списка:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{\text{ч}} \quad (91)$$

$$I_{с.з.} = 1,24 / 1,5 = 0,83 \text{ А.}$$

где  $k_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности ЗНЗ, 1,5.

Таблица 34 с данными о результатах расчётов ЗНЗ линий 10 кВ села Пригородное сформирована с разбивкой по каждой ВЛ-10 кВ и показана ниже по тексту [10].

Таблица 34 – Выбор уставок ЗНЗ ВЛ-10 кВ

Линия	$I_{\text{повр.л}}, \text{ А}$	$I_{\text{ТНП.повр.л}}, \text{ А}$	$I_{с.з.}, \text{ А}$
ПС-ТП 3-ТП 2-ТП 1	0,06	1,24	0,83
ПС-ТП 4-ТП 8-ТП 7	0,06	1,24	0,83
ПС-ТП 6-ТП 9-ТП 10-ТП 11	0,10	1,20	0,80
ПС-ТП 5	0,01	1,29	0,86
ПС-ТП 12-ТП 13-ТП 14-ТП 16-ТП 15	0,52	0,79	0,52

Для остальных ВЛ-10 кВ села Пригородное расчёт выполняется так же, как было показано для ВЛ 10 кВ ПС-ТПЗ-ТП2-ТП1.

#### 10.4 Автоматическое включения резерва на подстанции Пригородная

Используется следующее инженерное выражение для вычисления напряжения и времени срабатывания АВР 10 кВ ПС Пригородная по порядку расчёта, приведенным в источнике [10] библиографического списка:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{\text{ном}}; \quad (92)$$

$$U_{с.з.} = 0,25 \cdot 10000 = 250 \text{ В.}$$

$$t_{c.з.} = t_{p.з.} + \Delta t + t_{c.з.МТЗ}, \quad (93)$$

$$t_{c.з.} = 0,01 + 0,1 + 0,61 = 0,72 \text{ с},$$

где  $t_{c.з.МТЗ}$  – время срабатывания МТЗ, 0,61 с;

$t_{p.з.}$  - время реагирования терминала АВР, 0,01 с;

$\Delta t$  - время реагирования терминала АВР по условию селективности, 0,1 с.

## 11 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ 10/0,4 кВ

Заземляющее устройство ТП 10/0,4 кВ села Пригородное выполняется для каждой комплектной ТП в виде контура заземления по периметру здания ТП.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления стационарного сопротивления одного вертикального электрода ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [32] библиографического списка:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right]; \quad (94)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{150}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,5 + 2)}{0,01 \cdot (4 \cdot 0,5 + 2)} \right] = 76 \text{ Ом},$$

где  $l_B$  - длина вертикального электрода контура заземления ТП1, 2 м;

$h_3$  - глубина заложения контура заземления ТП1, 0,5 м;

$\rho_{грунт}$  - удельное сопротивление грунта, по [32] для почвы берём из диапазона 150 Ом\*м;

$d$  - диаметр электродов контура заземления ТП1, 0,01 м.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления стационарного сопротивления одного горизонтального электрода ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [10] библиографического списка:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[ \frac{1.5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right]; \quad (95)$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{150}{\pi \cdot 3} \cdot \ln \left[ \frac{1.5 \cdot 3}{\sqrt{2 \cdot 0,01 \cdot 0,5}} \right] = 30 \text{ Ом},$$

где  $l$  – длина горизонтальной полосы контура заземления ТП1, 3 м.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления стационарного сопротивления заземлителя ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [32] библиографического списка:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})}; \quad (96)$$

$$R = \frac{76 \cdot 30}{0,75 \cdot (12 \cdot 30 + 6 \cdot 76)} = 3,8 \text{ Ом},$$

где  $\eta$  - коэффициент использования заземления ТП1, 0,75;

$n_{\text{В}}$  - число вертикальных электродов контура заземления ТП1, 12 шт;

$n_{\text{Г}}$  - число горизонтальных электродов контура заземления ТП1, 6 шт;

Используется следующее инженерное выражение для вычисления импульсного сопротивления вертикального электрода заземлителя ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [32] библиографического списка:

$$R_{\text{иВ}} = \frac{\alpha_{\text{иВ}} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_{\text{В}}}; \quad (97)$$



$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 76}{0,75 \cdot 12} = 8 \text{ Ом},$$

где  $\alpha_{uB}$ - импульсный коэффициент вертикального электрода заземления ТП1.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления удельной индуктивности на единицу длины горизонтального заземлителя ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [32] библиографического списка:

$$L_o = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (98)$$

$$L_o = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{3}{0,005} - 0,31 \right) = 1,22 \text{ мкГн/м}.$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления импульсного коэффициента протяженного заземлителя ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [32] библиографического списка:

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_o \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{ЭГ}} \alpha_{uГ}, \quad (99)$$

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{1,22 \cdot 3}{3 \cdot 2 \cdot 30} = 1,02,$$

где  $\tau_\phi = 2 \text{ мкс}$ - длительность фронта тока молнии.

Используется следующее инженерное выражение для вычисления импульсного сопротивления протяженного заземлителя ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [32] библиографического списка:

$$R_{uГ} = \alpha_u \cdot R_{ЭГ}. \quad (100)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,02 \cdot 30 = 31 \text{ Ом.}$$

Используется следующее инженерное выражение для вычисления общего импульсного сопротивления заземлителя ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [32] библиографического списка:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}; \quad (101)$$

$$R_u = \frac{8 \cdot 31}{0,75 \cdot (12 \cdot 31 + 6 \cdot 8)} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Эскиз заземления (вид сверху) ТП показан на рисунке 11.

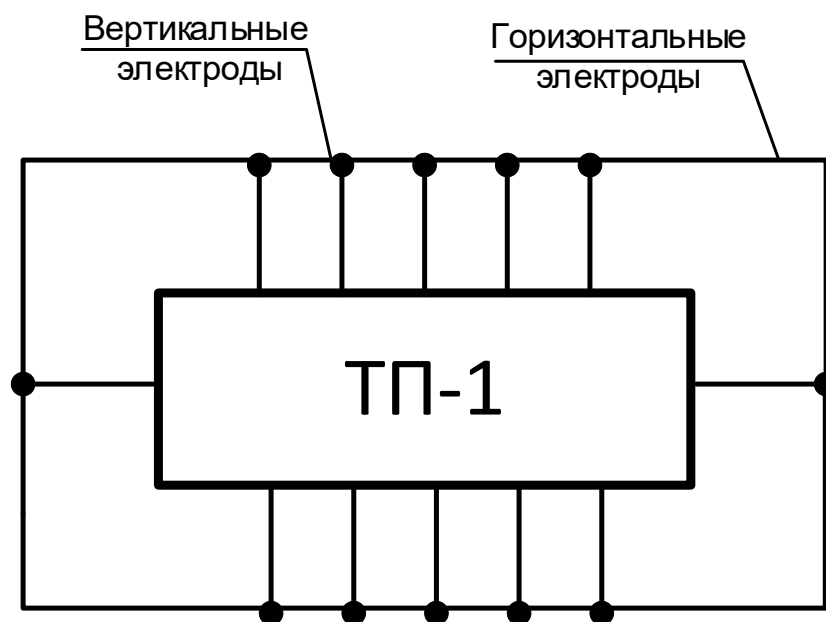


Рисунок 11 – Общий вид устройства заземления ТП-1

Используется следующее инженерное выражение для оценки эффективности стационарного и импульсного сопротивления заземлителя ТП1 по порядку расчёта, приведенным в источнике [25] библиографического списка:

$$R_{и \text{ доп}} \geq R_{и}; \quad (102)$$

$$9 \text{ Ом} \geq 0,8 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{ст доп}} \geq R; \tag{103}$$

$$4 \text{ Ом} \geq 3,8 \text{ Ом}.$$

Параметры заземлителя подобраны правильно, что подтверждается проверочными условиями.

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В селе Пригородное при проведении работ по реконструкции сетей 10-0,4 кВ должны соблюдаться меры безопасности в ходе монтажа проводов ВЛ 0,4-10 кВ села Пригородное. Кроме того, должны быть правильно определены площади отводимых земель по электрические сети. Требуется обеспечить соблюдение мер пожарной безопасности в электроустановках ПС Пригородное.

### 12.1 Безопасность

При реконструкции линии 0,4-10 кВ села Пригородное, которые выполняются проводом СИП, должны быть соблюдены чёткие меры безопасности [23].

Ремонтные работы, при которых меняются зажимы на анкерных опорах ВЛ 10-0,4 кВ, участки провода ВЛ 10-0,4 кВ, восстановление изоляции проводов ВЛ 10-0,4 кВ, проводят в соответствующих условиях окружающей среды с температурой воздуха не ниже  $-20^{\circ}\text{C}$ . В исключительных случаях при восстановлении электроснабжения в более сложных условиях окружающей среды подготавливается изоляция проводов к работам на ВЛ 10-0,4 кВ ввиду повышенной хрупкости изоляции проводов СИП.

Воздушные линии напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное перед проведением работ отключаются.

Работники или вспомогательное оборудование должны быть отдалены от проводов воздушных линий напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное на расстояние не менее 0,6 м, механизмы и грузоподъемные машины отдаляются от проводов на расстояние не менее 1,0 м, деревья и кустарники не должны быть ближе, чем на 0,55 м к проводам ВЛ 0,4-10 кВ села Пригородное.

Воздушные линии напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное на период работ по удалению с защищенных проводов упавших деревьев и веток отключаются и заземляются для обеспечения безопасности персонала при возможном повреждении изоляции ВЛ.

К не отключенным воздушным линиям напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное на период работ по удалению с защищенных проводов упавших деревьев и веток допускается персонал, имеющий изолированные штанги для такого рода работ.

Использование специального переносного заземления для воздушных линий напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное, которое обеспечивает электрическое соединение с изолированным проводом посредством прокола изоляции позволяет проводить работы на ВЛ с соблюдением требований безопасного проведения работ.

Использование зажимов для подключения к устройствам защиты от перенапряжений (ОПН) на воздушных линиях напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное, которые обеспечивают электрическое соединение с металлическими частями ОПН позволяет проводить работы на ВЛ с соблюдением требований безопасного проведения работ.

К защитным мерам при монтаже воздушных линий напряжением 0,4-10 кВ села Пригородное относятся также работы по установке запрещающих плакатов в требуемых местах их расположения в РУ-10 кВ ПС Пригородная и на линиях.

Места расположения запрещающих плакатов «Не включать! Работают люди» в РУ-10 кВ ПС Пригородная должны быть обеспечены на приводах

(рукоятках приводов) выключателей и разъединителей 10 кВ, а также на выключателях цепей управления и силовых цепей питания приводов выключателей 10 кВ в РУ-10 кВ ПС Пригородная.

Места расположения запрещающих плакатов «Не включать! Работают люди» в РУ-0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ села Пригородное должны быть обеспечены на предохранителях и автоматических выключателях 0,4 кВ в КРУ-0,4 кВ, а также на ключах и кнопках дистанционного и местного управления.

Места расположения запрещающих плакатов «Не включать! Работа на линии» должны быть обеспечены на приводах разъединителей, осуществляющих видимый разрыв электрической цепи ВЛ 10-0,4 кВ села Пригородное, при этом установка и снятие таких плакатов контролируется оперативным персоналом.

Для безопасности рабочих при реконструкции сетей 0,4-10 кВ села Пригородное необходима проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях и оборудовании с помощью указателей напряжения, которые должны быть проверены на исправность непосредственно перед работой приборами для проверки или на токоведущих частях, на которые гарантированно подано напряжение.

Для безопасности рабочих при реконструкции сетей 10 кВ села Пригородное необходима проверка отсутствия напряжения с помощью указателей напряжения в диэлектрических перчатках.

В РУ-10 кВ ПС Пригородная оперативный персонал может проверять отсутствие напряжения самостоятельно, если для класса напряжения 10 кВ у работника имеется группа IV по электробезопасности. Если требуется проверка отсутствия напряжения в РУ-0,4 кВ, то группа по электробезопасности у работника может быть III.

Во время работ на ВЛ 10-0,4 кВ села Пригородное оперативный персонал в количестве двух человек может проверять отсутствие напряжения самостоятельно, если для ВЛ-10 кВ у одного из работников имеется группа IV по электробезопасности, у второго III по электробезопасности. Если требуется

проверка отсутствия напряжения на ВЛ-0,4 кВ, то группа по электробезопасности у обоих работников может быть III.

Для безопасности рабочих при реконструкции сетей 10-0,4 кВ села Пригородное возможна проверка отсутствия напряжения выверкой схемы в натуре в случаях сложных метеоусловиях (туман, дождь, снегопад) и при отсутствии специальных указателей напряжения. Проверка отсутствия напряжения выверкой схемы в натуре происходит с учётом направления и внешних признаков линий 10-0,4 кВ села Пригородное в случаях, когда нет диспетчерских обозначений на опорах ВЛ.

Для ВЛ-10 кВ села Пригородное проверка отсутствия напряжения выверкой схемы в натуре может выполняться с помощью емкостных указателей напряжения только при заземлении рабочей части указателей напряжения.

Для безопасности рабочих при реконструкции сетей 10-0,4 кВ села Пригородное монтаж заземлений на проводах ВЛ более чем в один уровень расположения происходит снизу вверх начиная с нижнего провода, в случае горизонтального расположения проводов монтаж заземлений выполняется с ближайшего провода.

Не допускается пользоваться контрольными лампами при проверке отсутствия напряжения для безопасности рабочих при реконструкции сетей 10-0,4 кВ села Пригородное. Использование двухполюсного указателя предполагает выполнение проверки отсутствия напряжения между фазами, между каждой фазой и заземленным корпусом оборудования, между каждой фазой и защитным проводником в электроустановках 0,4 кВ с заземленной нейтралью села Пригородное. Разрешено использование предварительно исправного и проверенного вольтметра.

Для безопасности рабочих при реконструкции сетей 10-0,4 кВ села Пригородное делать заключение об отсутствии напряжения в тех или иных электроустановках делается только при совокупности проведенных проверок отсутствия напряжения без однозначного контроля отключенного положения

блокирующего устройства, устройства сигнализации, показаний постоянно включенного вольтметра.

## 12.2 Экологичность

Площадь земель под электрические сети, которая будет отведена в постоянное и временное пользование при реконструкции сетей 0,4-10 кВ села Пригородное будет являться одним из показателей экологичности, рассчитываемых в данной работе [27].

Площадь земли, отводимая в постоянное пользование под размещение ТП 10/0,4 кВ, определяется с использованием формулы [27]:

$$S_{ПП} = S_{ТП1} \cdot n_{ТП1} + S_{ТП2} \cdot n_{ТП2}; \quad (104)$$

$$S_{ПП} = 50 \cdot 8 + 80 \cdot 8 = 1040 \text{ м}^2;$$

где  $S_{ТП1}$  - площадь земли, отводимая в постоянное пользование под

однотрансформаторную ТП,  $50 \text{ м}^2$  [24];

$S_{ТП2}$  - площадь земли, отводимая в постоянное пользование под

двухтрансформаторную ТП,  $80 \text{ м}^2$  [24];

$n_{ТП1}$  - количество однотрансформаторных ТП в селе Пригородное, 8 шт;

$n_{ТП2}$  - количество двухтрансформаторных ТП в селе Пригородное, 8 шт.

Площадь земли, отводимая в постоянное пользование под одну опору ВЛ 10 кВ, определяется согласно рисунку 14 с использованием формулы:

$$S_{on} = A^2 + \pi \cdot \Delta^2 + 4 \cdot A \cdot \Delta; \quad (105)$$

$$S_{on} = 0,3^2 + 3,14 \cdot 1,5^2 + 4 \cdot 0,3 \cdot 1,5 = 7,24 \text{ м}^2;$$

где  $A$  – ширина основания опоры на уровне земли по рисунку 12, так как сечение опоры квадратное, то ширина опоры равна её длине, 0,3 м;

$\Delta$  - расстояние от контура опоры ВЛ 10 кВ на уровне земли, по рисунку 12 для сельскохозяйственных земель принимается 1,5 м [24].

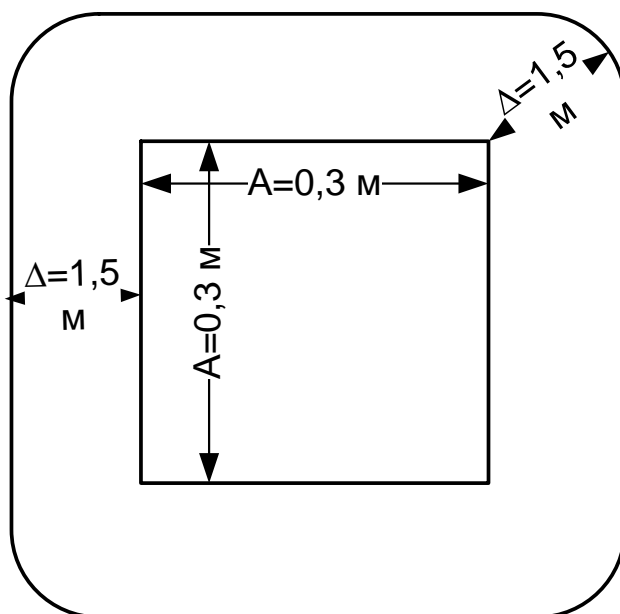


Рисунок 12 – Площадь под опоры ВЛ-10 кВ

Площадь земли, отводимая в постоянное пользование под опоры ВЛ 10 кВ села Пригородное, определяется с использованием формулы:

$$S_{\text{по}} = S_{\text{оп}} \cdot n_{\text{оп}}; \quad (106)$$

$$S_{\text{по}} = 7,24 \cdot 328 = 2379 \text{ м}^2;$$

где  $S_{\text{оп}}$ , - площадь земли, отводимая под одну опору ВЛ 10 кВ,  $\text{м}^2$ ;

$n_{\text{оп}}$ , - количество опор ВЛ 10 кВ села Пригородное, 328 шт.



Рассчитываем площадь земли, отводимой в постоянное пользование под ТП и опоры ВЛ 10 кВ при реконструкции сетей 0,4-10 кВ села Пригородное по формуле:

$$S_{ПП} = S_{ППП} + S_{ПО} ; \quad (107)$$

$$S_{ПП} = 1040 + 2379 = 3419 \text{ м}^2.$$

Площадь земли, отводимая во временное пользование под опоры ВЛ 10 кВ села Пригородное, определяется с использованием формулы:

$$S_{ВМП} = n_{ОП} \cdot S_{ОП10кВ} ; \quad (108)$$

$$S_{ВМП} = 328 \cdot 150 = 49243 \text{ м}^2 ;$$

где  $S_{ОП10кВ}$  - площадь земли, отводимая для монтажа опор ВЛ 10 кВ,  $150 \text{ м}^2$  [24].

Площадь земли, отводимая во временное пользование под провода ВЛ 10 кВ села Пригородное, определяется с использованием формулы:

$$S_{ВЛ} = L_{ВЛ10кВ} \cdot (L_{\phi-\phi} + 2 \cdot \Delta_{ВЛ \text{ врем}}) ; \quad (109)$$

$$S_{ВЛ} = 22980 \cdot (2 \cdot 2 + 1,2) = 117198 \text{ м}^2 ;$$

где  $L_{ВЛ10кВ}$  - длина линий 10 кВ села Пригородное,  $22980 \text{ м}$  ;

$L_{\phi-\phi}$  - в соответствии с эскизом опоры ВЛ-10 кВ расстояние между крайними фазными проводами, по рисунку 13,  $1,2 \text{ м}$  ;

$\Delta_{ВЛ\ времен}$  - расстояние от проекции проводов крайних фаз на уровне земли для ВЛ-10 кВ, 2 м [24].

Междуфазное расстояние принимается по эскизу опоры ВЛ-10 кВ села Пригородное, рисунок 13.

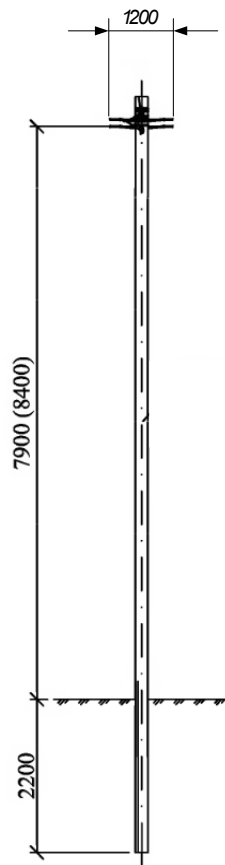


Рисунок 13 – Эскиз опоры 10 кВ

Площадь земель, предоставляемых во временное пользование при реконструкции сетей 10 кВ села Пригородное, определяется по формуле:

$$S_{ВП} = S_{ВМП} + S_{ВЛ}; \quad (110)$$

$$S_{ВП} = 117198 + 49243 = 166441 \text{ м}^2.$$

Площадь земель, предоставляемых во временное и постоянное пользование при реконструкции сетей 10 кВ села Пригородное, определяется по формуле:

$$S_{ВП} = S_{ВП} + S_{ПП}; \quad (111)$$

$$S_{ВП} = 3419 + 166441 = 169860 \text{ м}^2.$$

Итоговая величина площади земель, подлежащих отводу при реконструкции сетей 10 кВ села Пригородное составляет  $169860 \text{ м}^2$ , из них  $166441 \text{ м}^2$  подлежит возврату в земельный фонд муниципалитета по окончании работ по реконструкции сетей 10 кВ села Пригородное,  $3419 \text{ м}^2$  будет отведено в постоянное пользование по объекты электросетевого хозяйства.

### 12.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация в электроустановке РУ 10 кВ ПС Пригородная, возникновение которой наиболее опасно - пожар. Правила пожарной безопасности в РУ 10 кВ ПС Пригородная своими основными положениями регламентируют меры безопасности [26].

В помещениях ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная регулярно поддерживается порядок и чистота. Минимум один раз в год вместе с внеплановыми уборками выполняется полная уборка коридоров от пыли. Электротехническое оборудование РУ 10 кВ ПС Пригородная подвергается чистке по утвержденному графику, при этом обязательно должны быть выполнены организационные и технические мероприятия в соответствии с правилами техники безопасности.

В помещениях ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная запрещено возводить кладовые и другие подсобные сооружения, имеющее стороннее отношение к ЗРУ, кроме того хранение электротехнического оборудования, материалов,

ремонтного фонда, емкостей с горючими жидкостями и баллонов с различными газами.

В помещениях ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная запрещено использовать средства и составы подверженные воспламенению от открытого огня и подверженные испарению в окружающую среду. Разрешается применять специальные средства на горючей основе в случаях невозможности удаления стойких загрязнений, при этом объём жидкости не должен быть более 1 литр в негорючей таре за одно применение.

Всё демонтируемое оборудование должно быть вынесено из помещения ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная для проведения огнеопасных работ на нём, сварочные и иные работы в ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная разрешены только при невозможности демонтажа оборудования.

Устройство кабельных каналов в ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная и наземных кабельных лотков предусматривает расположение несгораемых плит, которыми должны быть закрыты каналы сверху. Несгораемые уплотнения должны быть помещены в места заходов кабелей в ячейки ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная и по отношению к другим сооружениям, требуемая огнестойкость не менее 0,75 ч. Несгораемые уплотнения устраиваются в кабельных каналах ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная в местах их прохода между помещениями ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная. Для повышения пожаробезопасности электрооборудования в целом, места разветвления кабельных каналов ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная и через каждые 50 м по мере прокладки кабельных каналов в ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная выполняются несгораемые уплотнения.

В тех местах, где размещены несгораемые уплотнения в ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная должна быть нанесена разметка в виде красных полос с соответствующими пояснительными надписями [26].

На территории ОРУ ПС Пригородная проводятся плановые и внеплановые работы по удалению сухой травы. Способы удаления травы не включают в себя огневые работы, использование открытого огня при удалении травы запрещено.

В помещении ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная первичные средства пожаротушения снабжены соответствующими знаками и размещены у входа в ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная. Для подразделений пожаротушения при ликвидации пожара в ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная предусмотрено место хранения защитных средств, которые не должны использоваться не по назначению.

В помещении ЗРУ 10 кВ ПС Пригородная обозначены и оборудованы места заземления пожарных стволов в соответствии с планом пожаротушения в электроустановках, который утверждается начальником электросетевого участка и доводится до сведения подчиненных работников предприятия.

Противопожарные инструктажи и занятия по пожарнотехническому минимуму, изучение и выполнение правил пожарной безопасности персоналом утверждаются и проводятся руководителями структурного подразделения организации по обслуживанию электрических сетей 0,4-10 кВ села. Очередность проведения противопожарных инструктажей при реконструкции электрических сетей 0,4-10 кВ села состоит в первичном инструктаже до выполнения работ и вторичном инструктаже на рабочем месте.

Причиной возгораний в электрических сетях 0,4-10 кВ села является воспламенение кабелей, трансформаторного масла, компаундной изоляции при аварийных режимах работы оборудования или при проведении ремонтных работ.

В электрических сетях 0,4-10 кВ села запрещено хранить горючие материалы. Во избежание пожара в электрических сетях 0,4-10 кВ села проводится мониторинг состояния маслонаполненных аппаратов, контролируется нормальный уровень масла в них, проверяется целостность маслонаполненного оборудования. Огневые работы проводятся вне РУ 0,4-10 кВ села. Места проведения огневых работ должны быть снабжены достаточным количеством средств тушения пожара, огнетушители должны быть проверены на исправность, песок должен быть просеянный и сухой, все горючие конструкции подлежат оборудованию пожаробезопасными экранами. В

электрических сетях 0,4-10 кВ села запрещается пользоваться устройствами и аппаратами, способными выработать открытое пламя при работе огнеопасными и взрывоопасными лаками и красками.

К проведению огневых работ электрических сетях 0,4-10 кВ села допускаются работники, успешно прошедшие занятия по правилам пожарной безопасности при проведении огневых работ, обладающие удостоверением по проверке знаний программы противопожарного минимума. После обнаружения возгорания работники приступают к тушению пожара без промедления всеми имеющимися средствами. Информация о возгорании передаётся диспетчеру предприятия и информируется подразделение пожарной охраны о происшествии.

Тушение пожара в электрических сетях 0,4-10 кВ села осуществляется только при снятом напряжении и с учётом ограничения площади распространения возгорания. При этом горящее масло и маслonaполненное оборудование следует тушить воздушно-механической пеной или распыленной водой. Применение компактных струй воды при тушении горящего масла и маслonaполненного оборудования в электрических сетях 0,4-10 кВ села не разрешается [25].

Тушение пожара в электрических сетях 0,4-10 кВ села при возгорании кабелей, проводов и силового оборудования допускается распыленной водой, углекислотными, углекислотно-бромэтиловыми огнетушителями. При отсутствии возможности снять напряжение в электроустановке электрических сетей 0,4-10 кВ села, на которой происходит пожар, то используются компактные или распыленные струи воды с заземленным пожарным стволом.

Под напряжением 0,4 кВ пожаротушение осуществляется в диэлектрических ботах и перчатках при расстоянии насадки ствола пожарного рукава до горящих электроустановок и кабелей от 3,5 до 4 м.

Под напряжением 10 кВ пожаротушение осуществляется в диэлектрических ботах и перчатках при расстоянии насадки ствола пожарного рукава до горящих электроустановок и кабелей от 4,5 до 8 м.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения проекта разработаны параметры система электроснабжения 0,4-10 кВ для обеспечения её соответствия современным требованиям к надёжности и эффективности. Используются рекомендуемые величины нагрузок объектов села Пригородное, по которым выбраны сечения и протяженность сетей 0,4 кВ. Определены нагрузки на шинах 0,4-10 кВ ТП, далее по этим данным выбраны и проверены силовые трансформаторы 10/0,4 кВ ТП села Пригородное. Используя метод технико–экономического сравнения выбран вариант сети 10 кВ по критерию минимума приведённых затрат. Для выбранного варианта реконструкции сети 10 кВ села Пригородное рассчитаны токи КЗ. Для сетей 10 кВ села Пригородное выбраны уставки РЗА на микропроцессорных блоках.

На стороне 10 кВ ПС Пригородная в рамках проводимой реконструкции выбраны и проверены ячейки КРУ 10 кВ, вакуумные выключатели 10 кВ, трансформаторы тока и напряжения 10 кВ, ограничители перенапряжения 10 кВ,

Описаны меры безопасности при работах по замене проводов ВЛ 0,4-10 кВ, рассчитаны площадь земель, отводимых в постоянное и временное пользование, приведены меры пожарной безопасности.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Савина, Н. В. Качество электроэнергии [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 182 с. - Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7136.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7136.pdf) (дата обращения: 10.04.2023).

2 Розанов, Ю.К. Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72256>

3 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на 2022-2026 годы [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [https://www.amurobl.ru/upload/iblock/f9e/SIPR-AO-2020\\_2024.pdf](https://www.amurobl.ru/upload/iblock/f9e/SIPR-AO-2020_2024.pdf) (дата обращения: 10.05.2023).

4 Мясоедов, Ю.В. Повышение качества электроэнергии и компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения [Текст] : моногр./ Ю. В. Мясоедов; АмГУ, Эн.ф. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. -212 с.

5 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72341>



6 Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей [Электронный ресурс] : учебник / Короткевич М.А. – Электрон. текстовые данные. – Минск: Вышэйшая школа, 2014. – 351 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/35574>. — ЭБС «IPRbooks», (дата обращения: 10.04.2023).

7 Зарандия Ж.А. Основные вопросы технической эксплуатации электрооборудования [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ж.А. Зарандия, Е.А. Иванов. — Электрон. текстовые данные. — Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. — 128 с. — 978-5-8265-1386-6. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/64145.html> (дата обращения: 10.04.2023).

8 Основы эксплуатации электрооборудования [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. занятиям для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - 2-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 96 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7746.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7746.pdf) (дата обращения: 10.04.2023).

9 Пособие для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (электрическое оборудование) [Текст]: производственно-практическое издание / Под общ. ред. Ф.Л. Когана, 2004. – 351 с.

10 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9689.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf) (дата обращения: 10.04.2023).

11 Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / – Электрон. текстовые данные. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ,

Альвис, 2012. – 632 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/22702>. – ЭБС «IPRbooks», по паролю.

12 Андреев, Василий Андреевич. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]: учеб.: рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2008. - 640 с.

13 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. занятиям. Ч. 1/ АмГУ, Эн. ф.; сост.: А. Н. Козлов, А. Г. Ротачева. - 2-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 37 с Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7755.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7755.pdf) (дата обращения: 10.04.2023).

14 Автоматика энергосистем [Электронный ресурс] : метод. указания к лаб. работам для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника"/ АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - 2-е изд., испр.. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 76 с Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7750.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7750.pdf) (дата обращения: 10.04.2023).

15 Козлов А. Н. Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168 с Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7735.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7735.pdf) (дата обращения: 10.04.2023).

16 Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).

17 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп

энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

18 Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 3-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2014. - 192 с. : рис., табл. - (Учебники для вузов. Спец. лит.). - Библиогр. : с. 154 .

19 Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : метод. указания к курс. проектированию для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Ю. В. Мясоедов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 100 с. Режим доступа [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7475.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7475.pdf) (дата обращения: 10.04.2023).

20 Судаков, Г. В. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учеб. пособие: учеб.-метод. комплекс для спец. 140204, 140205, 140203 / Г. В. Судаков, Т. Ю. Ильченко, Н. С. Бодруг ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 364 с. - Б. ц

21 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая ред.) / Мин. экономики РФ, Мин. финансов РФ, Г К по р-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. коллект. Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. ~М.: ОАО «НПО»; Экономика, 2010.-421 с.

22 Приказ №284-пр/э от 20.12.2022 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций Амурской области на 2023 год».

23 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/499037306>

24 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

25 Правила устройства электроустановок/Министерство энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2012. – 648 с.

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

27 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

28 Гаврильчик В.Т. Справочник электрика промышленного предприятия Изд. второе, перераб. и доп. — Вильнюс: ЗАО "Ксения", 2010. — 623 с.

29 Киреева Э.А., Шерстнев С.Н. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) Справочное издание. / Под общ. ред. С.Н. Шерстнева. - 2-е изд., стер. - Москва, КНО РУС, 2013. - 864 с.

30 Попов Н.М., Олин Д.М. Электроснабжение. Справочник электрика по электрооборудованию сельского хозяйства, ФГОУ ВПО Костромской ГСХА, Кострома. 2005. 102 с

31 Электроснабжение объектов [Текст] : учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311

32 Савина Н. В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. - Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7361.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf) (дата обращения: 10.05.2023).