

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

«23» 06 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция распределительных электрических сетей напряжением
10 и 0,4 кВ, питающих села Ромны и Среднебелое в Амурской области

Исполнитель
студент группы 942062


05.06.23
подпись, дата


А.В. Ищенко

Руководитель
профессор,
доктор.техн.наук


19.06.23
подпись, дата


Ю.В. Мясоедов

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


19.06.2023
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль


20.06.2023
подпись, дата

Л.А. Мясоедова

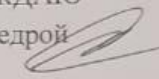
Благовещенск 2023

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
« 04 » 04 2023

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ищенко Александра Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция распределительных электрических сетей напряжением 10 и 0,4 кВ питающих села Ромны и Среднебелое в Амурской области

(утверждено приказом от 03.04.23 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта сетей 10 и 0,4 кВ и ПС по селу Ромны и Среднебелое, загрузка трансформаторов АмЭС 21.12.22, план сетей 10 и 0,4 кВ и ПС по селу Ромны и Среднебелое

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Реконструкция системы электроснабжения села Ромны и Среднебелое, реконструкция питающей подстанции, расчет молниезащиты подстанции, расчет заземления подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 листов графической части, 64 таблицы, 18 рисунков

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


7. Дата выдачи задания 04.04.23

Руководитель выпускной квалификационной работы: Юрий Викторович Мясоедов

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

профессор, канд. техн. наук

Задание принял к исполнению (дата): 04.04.23


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 126 стр., 18 рисунков, 64 таблицы, 123 формулы, 32 источника, 4 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭНЕРГИИ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО.

В данной работе при решении комплексной задачи проведена реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ села Ромны и села Среднебелое которые получают питание от ПС Среднебелая и ПС Ромны соответственно. В представленной работе разработан оптимальный вариант реконструкции с заменой всего основного электротехнического оборудования на линиях электропередачи и в трансформаторных подстанциях, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное. В ходе выполнения работы было решено значительное количество технических и экономических задач, так же приведены основные требования в области техники безопасности, охраны труда при строительно - монтажных работах и эксплуатации электротехнического оборудования

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель

АВР –автоматика ввода резерва

ВВ – вакуумный выключатель

ВЛЭП –воздушная линия электропередачи

ИП – источник питания

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

МЗ –микропроцессорная защита электрооборудования

ПС – подстанция

СН – собственные нужды

СТ – силовой трансформатор

ТН – трансформатор напряжения

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТТ – трансформатор тока

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности

ЭВ – элегазовый выключатель

ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика района реконструкции	10
1.1 Климатическая характеристика	10
1.2 Краткая характеристика села Ромны, Среднебелое	11
2 Характеристика существующей схемы электроснабжения	13
2.1 Краткая характеристика источников питания	13
2.2 Характеристика системы электроснабжения 10 кВ	19
2.3 Характеристика потребителей	26
3 Расчет нагрузок ТП и определение коэффициентов загрузки трансформаторов	27
3.1 Расчет электрических нагрузок потребителей	27
4 Низковольтное электроснабжение	41
5 Расчет нагрузок и реконструкция ТП	45
5.1 Расчет нагрузок существующих ТП	45
5.2 Компенсация реактивной мощности	46
5.3 Расчет коэффициентов загрузки существующих ТП	48
5.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на реконструируемых ТП	50
5.5 Расчет нагрузок на стороне ВН ТП	51
5.6 Расчет суммарной мощности нагрузки района	53
6 Реконструкция системы электроснабжения села Ромны, Среднебелое	55
6.1 Выбор СИП напряжением 10 кВ	58
7 Расчет токов короткого замыкания	60
7.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ	67
8 Выбор оборудования РУ 110/35/10 кВ ПС Ромны	71
8.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ	71
8.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ	73
8.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ	73

8.4 Выбор разъединителей	74
8.5 Выбор трансформаторов тока	75
8.6 Выбор трансформаторов напряжения	79
8.7 Выбор гибкой ошиновки 110 кВ	81
8.8 Выбор гибкой ошиновки 35 кВ	82
8.9 Выбор шин 10 кВ	82
8.10 Выбор ОПН	84
9 Проверка линий 10 кВ	86
9.1 Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость	86
9.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	87
10 Защита от прямых ударов молнии подстанции Ромны	90
11 Расчет сети заземления	91
12 Защита трансформаторов 110 кВ после реконструкции	95
12.1 Дифференциальная защита	95
12.2 Защита от перегрузки	97
12.3 Максимальная токовая защита	97
12.4 Газовая защита	98
13 Технико-экономическое обоснование варианта реконструкции подстанции Ромны	99
14 Расчет и анализ режимов работы системы электроснабжения села Ромны и Среднебелое	101
14.1 Расчет нормального режима работы	104
14.2 Расчет послеаварийного режима работы	106
15 Безопасность и экологичность	110
15.1 Безопасность	110
15.2 Экологичность	113
15.3 Чрезвычайные ситуации	120
Заключение	123
Библиографический список	124
Приложение А. Расчет нагрузок фидеров 0,4 кВ	127

Приложение Б. Выбор проводников 0,4 кВ	130
Приложение В. Расчет нагрузок на стороне НН ТП	133
Приложение Г. Расчет компенсирующих устройств ТП	134

ВВЕДЕНИЕ

В любой системе электроснабжения со временем встает вопрос реконструкции и модернизации оборудования, это связано с появлением новых технологий и материалов при производстве электротехнического оборудования, которые позволяют снизить издержки при передаче и распределении электрической энергии, повысить качество и надежность предоставляемых услуг, так же эксплуатируемое оборудование расходует свой ресурс и со временем так или иначе требуется его замена. Такой вопрос в настоящее время остро стоит и на рассматриваемом объекте - ПС 110/35/10 кВ Ромны, а так же в системе электроснабжения 10 кВ села Ромны и села Среднебелое. Требуется реконструкция и модернизация оборудования израсходовавшего свой технический ресурс как на самом источнике питания так и в системе электроснабжения села Ромны и села Среднебелое, замена его на современные аналоги, которые позволят снизить экономические потери при передаче и распределении электрической энергии потребителям.

Цель работы заключается в разработке экономически целесообразного варианта реконструкции и модернизации системы электроснабжения 10/0,4 кВ села Ромны и села Среднебелое а так же одного из источников питания – ПС 110/35/10 кВ Ромны, с учетом требований нормативно технической документации.

Актуальность работы заключается в том что состояние электрических сетей напряжением 10/0,4 кВ села Ромны и села Среднебелое а так же оборудования расположенного на одном из источников питания ПС 110/35/10 кВ Ромны является неудовлетворительным по аспектам надёжности и экономичности. Требуется замена отслужившего свой срок оборудования линий электропередач 10 кВ, комплектных трансформаторных подстанций, силового, защитного и измерительного оборудования на ПС Ромны на более современное которое обеспечит надежность и качество поставляемой энергии потребителем. Если не решать данный вопрос, то со временем оборудование начнет выходить

из строя приводя к недоотпуску электрической энергии с соответствующими штрафными санкциями, аварийным ситуациям и даже несчастным случаям с обслуживающим электрические сети персоналом.

Основные задачи решаемые в данной работе следующие: расчет нагрузок на шинах низкого напряжения ТП, выбор на его основе трансформаторов ТП, определение расчетных нагрузок 10 кВ в узлах установки ТП, выбор и проверка современных проводников ВЛ 10 кВ, 0,4 кВ. Так же при реконструкции и модернизации источника питания ПС Ромны проведен расчет фактических коэффициентов загрузки силовых трансформаторов ПС 110/35/10 кВ Ромны и проверка их на соответствие нормативным значениям, расчет токов короткого замыкания с последующим выбором основного оборудования на данной ПС. Дополнительно в данной работе проведен расчет суммарных капиталовложений в реконструкцию и модернизацию системы электроснабжения и источника питания, приведены основные требования техники безопасности при работах и обслуживании электроустановок.

Практическая значимость работы заключается в получении актуального проекта реконструкции и модернизации рассматриваемых объектов электроэнергетики с указанием технических данных необходимого оборудования и стоимости реализации.

При решении задач использованы программы: word, excel, visio, Mathcad, RastrWin3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатическая характеристика

Климатическая характеристика местности в значительной степени влияет на капиталовложения в реконструкцию электрической сети и источник питания, т.к. оборудование применяемое в разных условиях имеет различные технические характеристики и соответственно разную стоимость. Так же следует отметить что применение оборудования которое не соответствует предъявляемым требованиям по климатической характеристике влечет за собой вероятность возникновения аварийной ситуации связанной с отказом или повреждением оборудования, возникновением угрозы для жизни обслуживающего персонала и населения рассматриваемых населенных пунктов. Так же климатическая характеристика позволяет правильно выполнить все необходимые расчеты и обеспечить требуемую надёжность работы электротехнического оборудования. Поэтому в данном разделе приводим основные необходимые согласно [20] для дальнейших расчетов климатические условия которые представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Климатические условия

Параметр	Значение
район по гололеду (толщина стенки гололеда)	3 (20мм)
район по ветру (напор ветра)	3 (650Па)
наименьшая температура	- 45 ⁰ С
среднегодовая температура	+1,6 ⁰ С
наивысшая температура	+ 40 ⁰ С
температура образования гололеда	- 10 ⁰ С
глубина промерзания	3м
Состав грунтов	Бурые - лесные глеевые

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

1.2 Краткая характеристика села Ромны, Среднебелое

Ромны - село в Амурской области, административный центр Ромненского муниципального округа. Также являлось административным центром Ромненского сельсовета.

Основано в 1907 году переселенцами из Роменского уезда Полтавской губернии. Расположено в 133 км к северо-востоку от административного центра Амурской области города Благовещенск, в 37 км к северо-востоку от железнодорожной станции Поздеевка (на линии Белогорск - Завитинск). От федеральной трассы Чита - Хабаровск до села Ромны около 26 км.

Основное направление деятельности населения это сельское хозяйство, в данном районе имеется значительное количество посевных площадей и угодий. Так же в донном районе развито и животноводство и различные мелкие предприятия торговли

Общая численность населения села Ромны по состоянию на 2021 год составляет 2685 человек, в настоящее время численность населения стабилизировалась и не изменяется с годами.

Среднебелое - село в Ивановском районе Амурской области. Является административным центром Новоивановского сельсовета. Село Среднебелое стоит на левом берегу реки Белая (левый приток реки Зея). Село Среднебелое расположено в 60 км к северо-востоку от административного центра Амурской области города Благовещенск и к северу от районного центра Ивановского района села Ивановка. В 2 км юго-восточнее села проходит автодорога областного значения Благовещенск - Белогорск.

Расстояние до Ивановки (через Берёзовку) - 46 км. Через село проходит линия Забайкальская железная дорога Благовещенск - Белогорск, железнодорожный мост через реку Белая. От села Среднебелое на юго-восток (вверх по левому берегу реки Белая) идёт дорога к

сёлам Новопокровка и Николаевка. В окрестностях села Среднебелое расположены воинские части Восточного военного округа.

Основная часть населения так же занята в сфере сельскохозяйственной деятельности, та же часть населения состоит на военной службе.

Общая численность населения села Ромны по состоянию на 2018 год составляет 716 человек, в настоящее время численность населения стабилизировалась и не изменяется с годами.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Краткая характеристика источников питания

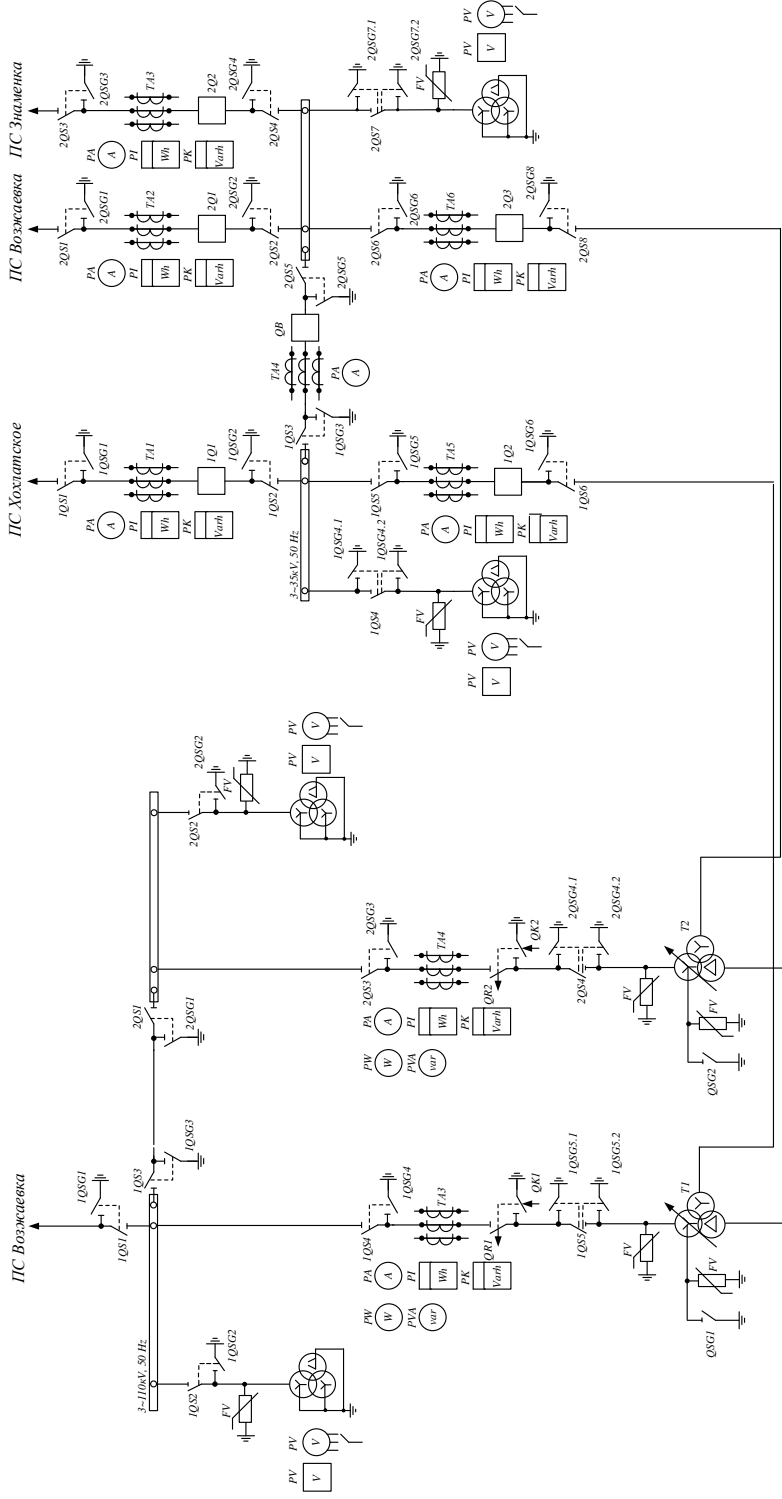
ПС Ромны расположена в поселке Ромны (западная часть), и питает полностью всех потребителей данного села, так же от данной подстанции получают питание и близлежащие села как: Знаменка, Хохлатское. Имеется связь на стороне 35 кВ с ПС Возжаевка. Подробная однолинейная схема ПС Ромны представлена на рисунке 1.

Отличительной особенностью ПС Ромны является ее тупиковое подключение и наличие одной питающей линии 110 кВ от ПС Возжаевка, протяженность ее составляет 44,9 км и выполнена проводом марки АС 95/16. ПС имеет три распределительных устройства 110/35/10 кВ на стороне 35 кВ количество отходящих линий составляет 3, на стороне 10 кВ количество отходящих фидеров - 6

Рассмотрим распределительные устройства данной ПС

РУ 110 кВ: Выполнено по схеме «сдвоенный блок с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Данная схема в основном применяется для тупиковых и ответвительных ПС. Роль защитных аппаратов в данном РУ выполняют отделители с короткозамыкателями, следует отметить что данное оборудование в настоящее время не применяется на вновь вводимых ПС и заменяется на всех реконструируемых на более современные выключатели. Недостатком отделителей является их низкая скорость работы и недостаточная надежность по современным меркам в электроэнергетике. Разъединители которые применяются на данном РУ типа РНДЗ-110, трансформаторы тока ТФЗМ-110, трансформаторы напряжения НТМИ-110, следует отметить значительный износ данного оборудования что влияет на надёжность всего источника питания. В данной работе планируется выполнить необходимые

расчёты и выбрать современное оборудование для данного РУ включая установку современных выключателей



1	3-110kV, 50 Hz	QSG1	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG2	QSG1	Трансформатор напряжения I сек.
2	QSG2	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG3	QSG2	Отключающий фидер	
3	QSG3	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG4	QSG3	Отключающий фидер	
4	QSG4	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG5	QSG4	Отключающий фидер	
5	QSG5	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG6	QSG5	Отключающий фидер	
6	QSG6	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG7	QSG6	Отключающий фидер	
7	QSG7	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG8	QSG7	Отключающий фидер	
8	QSG8	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG9	QSG8	Трансформатор питания buses 10/1	
9	QSG9	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG10	QSG9	Системный выключатель	
10	QSG10	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG11	QSG10	Системный выключатель	
11	QSG11	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG12	QSG11	Трансформатор питания buses 10/2	
12	QSG12	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG13	QSG12	Отключающий фидер	
13	QSG13	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG14	QSG13	Отключающий фидер	
14	QSG14	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG15	QSG14	Отключающий фидер	
15	QSG15	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG16	QSG15	Отключающий фидер	
16	QSG16	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG17	QSG16	Ввод 6 кВ №2	
17	QSG17	PA, PI, Wh, PK, Varh	TA1	QSG18	QSG17	Трансформатор напряжения II сек.	

Рисунок 1 - Подробная однолинейная схема ПС Ромны 110/35/10 кВ

РУ 35 кВ: Выполнено по схеме «одна секционированная система шин». Данная схема применяется в основном для транзитных подстанций а так же на стороне среднего напряжения как в данном случае. Роль защитных аппаратов в данном РУ выполняют устаревшие маслonaполненные выключатели типа С-35. Разъединители которые применяются на данном РУ типа РНДЗ-35, трансформаторы тока встроенные в выключатели типа - ТВ, трансформаторы напряжения НТМИ-35, так же как и для РУВН следует отметить значительный износ данного оборудования что так же влияет на надёжность всего источника питания. В данной работе планируется выполнить необходимые расчёты и выбрать современное оборудование для данного РУ.

РУ 10 кВ: Выполнено по схеме «две секции шин с секционным выключателем». Данная схема применяется на стороне низкого напряжения практически на всех ПС рассматриваемого района электрических сетей. Роль защитных аппаратов в данном РУ выполняют устаревшие маслonaполненные выключатели типа ВМП-10, так же как и для РУВН следует отметить значительный износ всего оборудования. В данной работе планируется выполнить необходимые расчёты и выбрать современное оборудование для данного РУ с заменой комплектного распределительного устройства на более современное и наличием вакуумных выключателей которые имеют значительное количество преимуществ по сравнению с масляными: включая высокую коммутационную способности и скорость отключения токов нагрузки и КЗ .

Рассмотрим подробно силовые трехобмоточные трансформаторы на ПС Ромны: тип ТДТН 10000/110/35/10 имеют систему принудительного воздушного охлаждения типа Д, а так же снабжены устройством регулирования напряжения типа РПН (регулировка напряжения при необходимости выполняется под нагрузкой), номинальная мощность данного оборудования составляет 10000 кВА номинальное напряжение стороны ВН 110 кВ, стороны НН 35 кВ, стороны НН 10 КВ

Основные технические характеристики данного оборудования представлены в таблице 2

Таблица 2 – Характеристики трансформаторов типа ТДТН 10000/110/35/10

Параметр	Значение
Номинальная мощность	10000 кВА
Номинальное напряжение обмотки ВН	110 кВ
Номинальное напряжение обмотки СН	35 кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	10 кВ
Ток холостого хода	1,0 %
Напряжение короткого замыкания ВН-СН	10,5 %
Напряжение короткого замыкания ВН-НН	17,5 %
Напряжение короткого замыкания СН-НН	6,5 %
Потери холостого хода	17,0 кВт
Потери короткого замыкания	76,0 кВт
Масса масла	15,0 т
Габариты	6,4×3,7×5,5 м

Все указанные в таблице 2 данные будут использованы при дальнейших расчетах

ПС Среднебелая расположена в поселке Среднебелая, и питает полностью всех потребителей данного села, так же от данной подстанции получают питание и близлежащие села как: Среднебелое, Лохвицы, Березовка, имеется связь на стороне 35 кВ с ПС Алексеевка. Подробная однолинейная схема ПС Среднебелая представлена на рисунке 2.

Отличительной особенностью ПС Среднебелая является ее транзитное подключение и наличие двух питающих линии 110 кВ со стороны ПС Силикатная (ее протяженность составляет 39,3 км и выполнена проводом марки АС 120/19 и АС 150/24) и со стороны ПС Белогорск (ее протяженность составляет 65,6 км и выполнена проводом марки АС 120/19). ПС имеет три распределительных устройства 110/35/10 кВ на стороне 35 кВ количество отходящих линий составляет 4, на стороне 10 кВ количество отходящих задействованных фидеров - 8

Рассмотрим распределительные устройства данной ПС

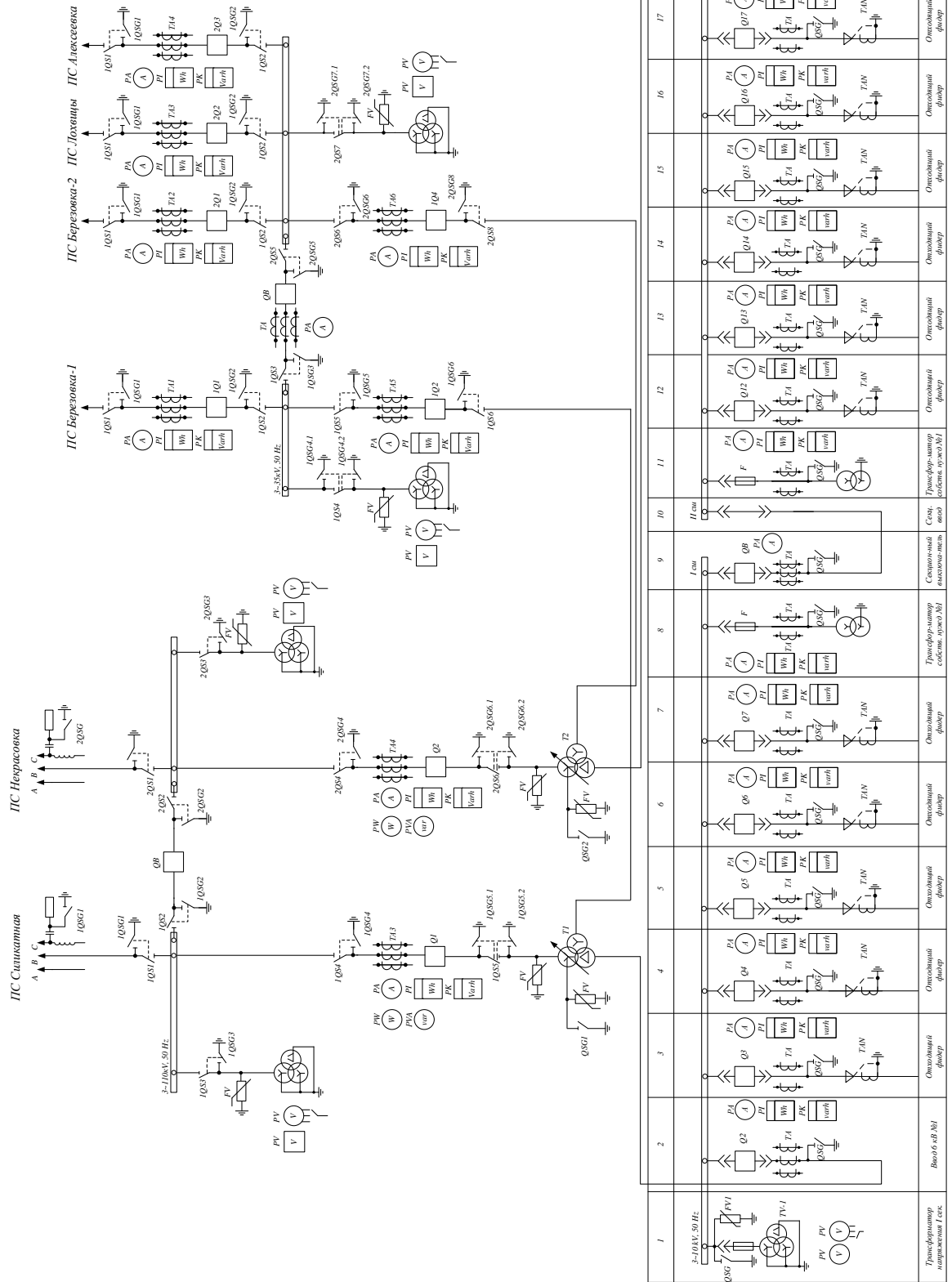


Рисунок 2 - Подробная однолинейная схема ПС Среднебелая 110/35/10 кВ

РУ 110 кВ: Выполнено по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов». Данная схема в основном применяется для транзитных ПС. Роль защитных аппаратов в данном РУ выполняют масляные выключатели. Достоинством данной схемы РУ является минимальный набор оборудования и простота конструкции что обеспечивает простые оперативные переключения при необходимости вывода в ремонт оборудования с минимальным количеством операций. Так же к достоинствам следует отнести низкую стоимость эксплуатации данного РУ.

РУ 35 кВ: Выполнено так же как и для ПС Среднебелая по схеме «одна секционированная система шин». Данное РУ так же обладает высокой надежностью и позволяет выводить вводные и секционный выключатели без отключения потребителей. Процедура вывода в ремонт выключателя имеет минимальный набор операций что обеспечивает высокую скорость вывода в ремонт данного оборудования.

РУ 10 кВ: Выполнено так же по схеме «две секции шин с секционным выключателем». Данное РУ укомплектовано ячейками КРУ как и в случае ПС Среднебелая, это обеспечивает очень высокую скорость замены вышедшего из строя выключателя при такой необходимости. Данная схема РУ имеет значительное количество достоинств и применяется для подключения потребителей любой категории включая первую, благодаря наличию устройства автоматического ввода резерва перерыв в питании занимает время равное времени работы автоматики и включения секционного выключателя

Рассмотрим подробно силовые трехобмоточные трансформаторы на ПС Среднебелая: тип ТДТН 16000/110/35/10 имеют систему принудительного воздушного охлаждения типа Д, а так же снабжены устройством регулирования напряжения типа РПН (регулировка напряжения при необходимости выполняется под нагрузкой), номинальная мощность данного оборудования составляет 16000 кВА номинальное напряжение стороны ВН 110 кВ, стороны НН 35 кВ, стороны НН 10 кВ

Основные технические характеристики данного оборудования

представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики трансформаторов типа ТДТН 16000/110/35/10

Параметр	Значение
Номинальная мощность	16000 кВА
Номинальное напряжение обмотки ВН	110 кВ
Номинальное напряжение обмотки СН	35 кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	10 кВ
Ток холостого хода	0,8 %
Напряжение короткого замыкания ВН-СН	10,5 %
Напряжение короткого замыкания ВН-НН	17,5 %
Напряжение короткого замыкания СН-НН	6,5 %
Потери холостого хода	21,0 кВт
Потери короткого замыкания	100,0 кВт
Масса масла	14,5 т
Габариты	6,4×4,4×5,2 м

Все указанные в таблице 2 данные будут использованы при дальнейших расчетах














2.2 Характеристика системы электроснабжения 10 кВ

Рассмотрим подробно схему электроснабжения напряжением 10 кВ села Ромны и села Среднебелое, план расположения всех ТП представлен на рисунке 3, 4, однолинейная схема на рисунке 5.

Система электроснабжения 10 кВ села Ромны: представлена в данном населенном пункте в виде четырех фидеров № 5, 7, 14, 16, рассмотрим подробно каждый из них:

Фидер №5 выполнен по радиальной схеме без резервирования и питает только одну ТП 9-54, питание организовано по воздушной линии электропередачи протяженностью 0,15 км и выполненной неизолированным проводом марки АС 50/8.

Условные обозначения

-  Многоквартирный дом
-  Частный дом
-  Гарячий массив
-  Общественные здания
-  Складские помещения
-  Котельная, водонапорная башня
-  Электрическая подстанция 110/35/10 кВ «Ромны»
-  Электрическая подстанция 100/4 кВ
-  Воздушная линия электропередачи номинальным напряжением 10 кВ однопровитая
-  Воздушная линия электропередачи номинальным напряжением 10 кВ двухпроводная
-  Одноствопная деревянная опора воздушной линии электропередачи 10 кВ
-  Двухствопная деревянная опора воздушной линии электропередачи 10 кВ
-  Трехствопная деревянная опора воздушной линии электропередачи 10 кВ

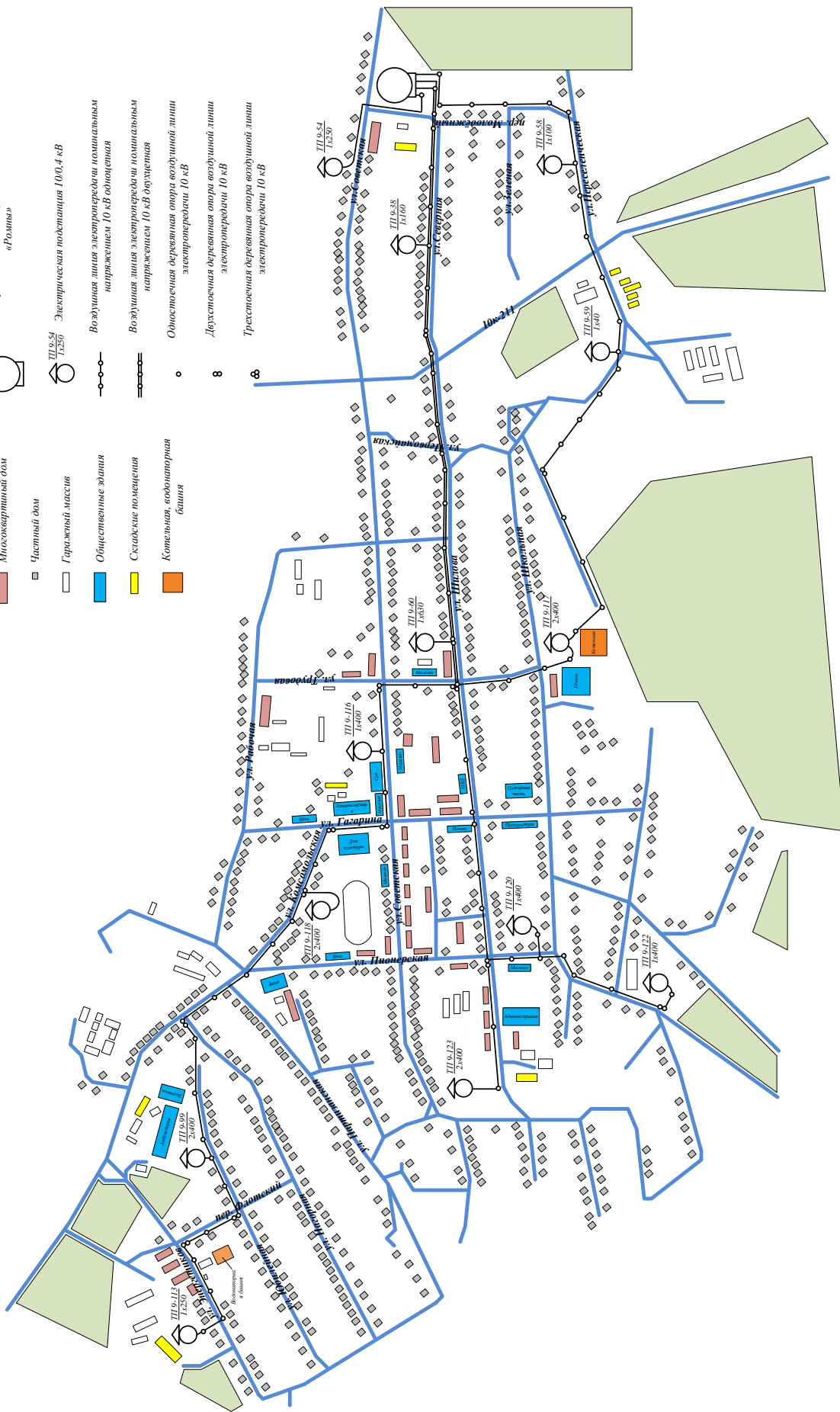


Рисунок 3 - План села Ромны и попорная схема расположения ТП

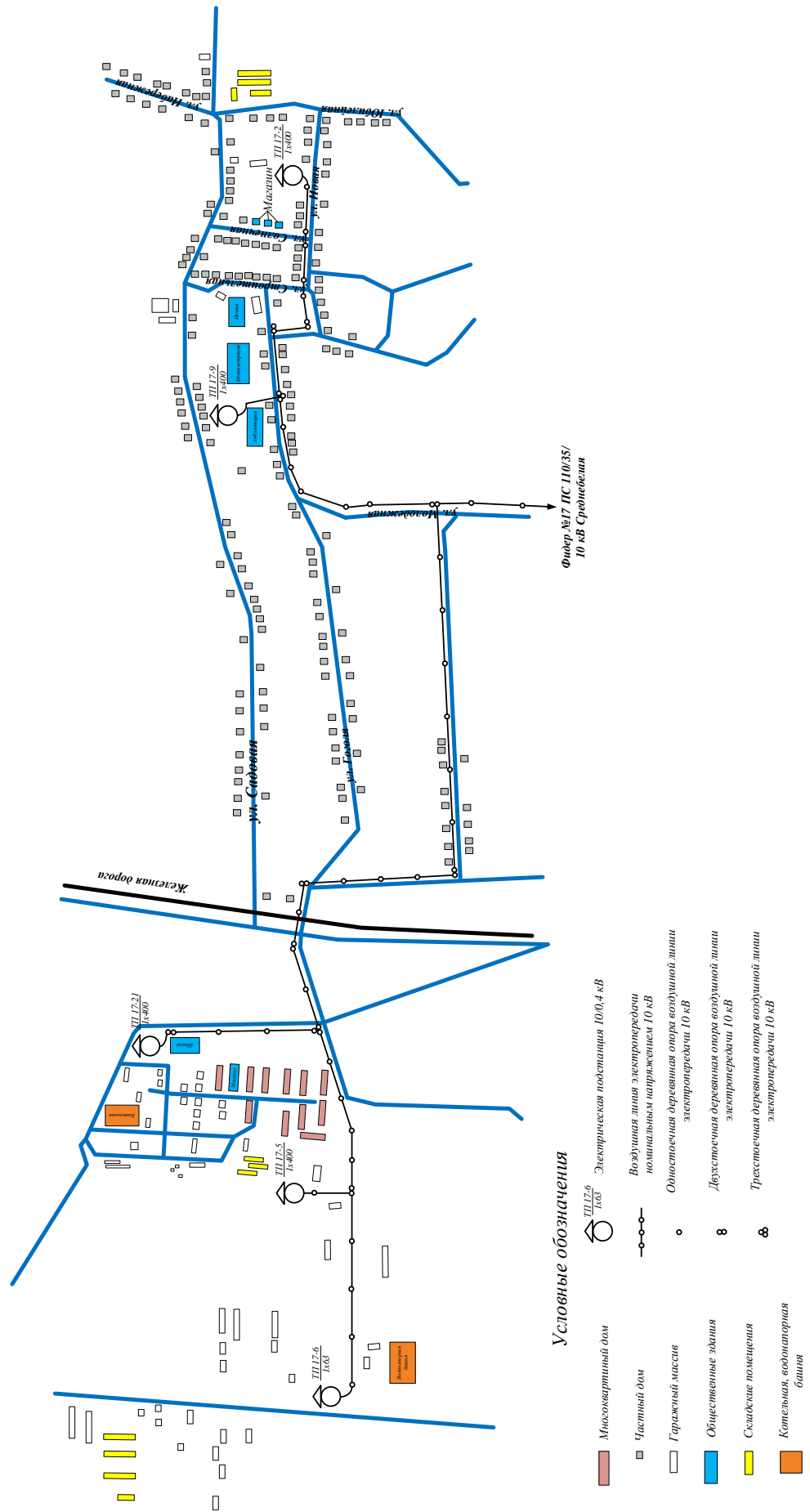


Рисунок 4 - План села Среднебелое и поопорная схема расположения ТП

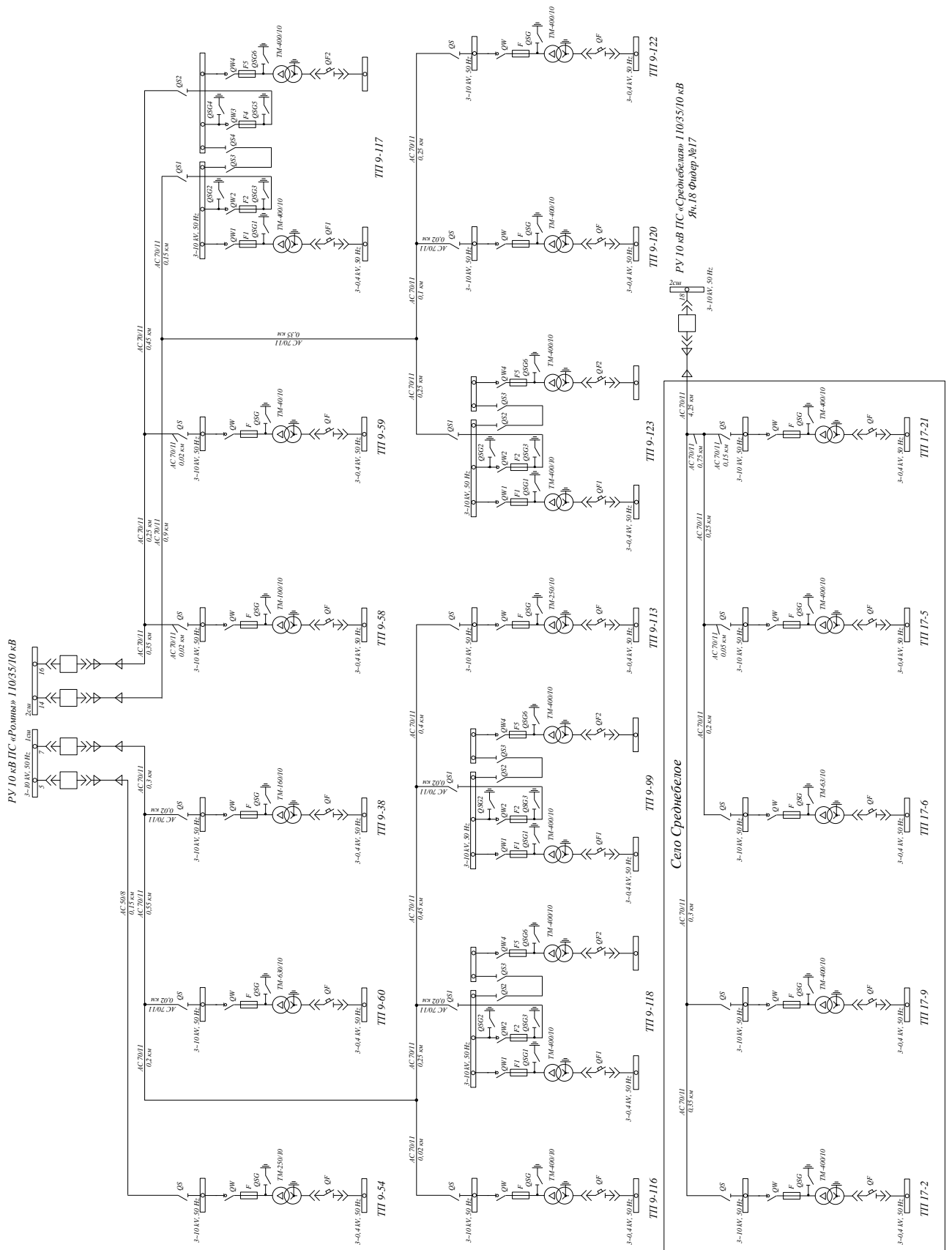


Рисунок 5 - Подробная однолинейная схема электроснабжения 10 кВ
села Ромны, села Среднебелое

На ТП установлен один силовой маслонаполненный трансформатор типа ТМ – 250/10/0,4 номинальной мощностью 250 кВА и номинальным напряжением 10/0,4 кВ (регулировка напряжения выполняется с помощью устройства ПБВ)

Фидер №7 выполнен по магистральной не резервированной схеме и питает однострансформаторные ТП 9-38, 9-60, 9-116, 9-113, двухтрансформаторные ТП 9-118, 9-99, питание организовано по воздушной линии электропередачи суммарной протяженностью 2,05 км и выполненной неизолированным проводом марки АС 70/11. На ТП установлены силовые маслонаполненные трансформаторы типа ТМ номинальная мощность варьируется от 160 до 630 кВА, номинальное напряжение 10/0,4 кВ, регулятор напряжения ПБВ

Фидер №14 выполнен по магистральной резервируемой схеме и питает однострансформаторные ТП 9-120, 9-122, и двухтрансформаторные ТП 9-117 9-123 питание организовано по воздушной линии электропередачи суммарной протяженностью 1,9 км и выполненной неизолированным проводом марки АС 70/11. На ТП установлены силовые маслонаполненные трансформаторы типа ТМ номинальная мощность 400 кВА, номинальное напряжение 10/0,4 кВ, регулятор напряжения - ПБВ, Резервирование данного фидера с фидером №16 осуществляется по средствам включения секционных разъединителей на ТП 9-17.

Фидер №16 выполнен по магистральной резервируемой схеме и питает однострансформаторные ТП 9-58, 9-59 и двухтрансформаторную ТП 9-117 питание организовано по воздушной линии электропередачи суммарной протяженностью 1,05 км и выполненной неизолированным проводом марки АС 70/11. На ТП установлены силовые маслонаполненные трансформаторы типа ТМ номинальная мощность варьируется от 400 до 400 кВА, номинальное напряжение 10/0,4 кВ, регулятор напряжения - ПБВ, Резервирование данного фидера с фидером №14 осуществляется так же по средствам включения секционных разъединителей на ТП 9-17.

Схема электроснабжения 0,4 кВ выполнена воздушными линиями электропередачи с использованием в основном неизолированного провода типа АС, по магистральной либо радиальной схеме, сечение проводника варьируется в

зависимости от мощности нагрузки конкретного потребителя (опоры линии электропередачи в основном деревянные).

Рассмотрим подробно основные недостатки данной системы электроснабжения. По схеме подключения потребителей она соответствует всем имеющимся категориям потребителей и для первой категории - котельной организовано два независимых источника питания. С точки зрения надежности имеется проблема с изношенным оборудованием т.к. большая часть линейного подстанционного оборудования исчерпала свой ресурс, имеется проблема и с опорами линий электропередачи в некоторых частях системы электроснабжения имеется значительное проседание грунта и значительное отклонение от вертикального положения, так же деревянные опоры имеют значительное загнивание что влияет на надёжность электроснабжения потребителей данного района электрических сетей.

На трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ используются устаревшие масляные трансформаторы типа ТП с расширительным баком – недостатком данного типа оборудования является необходимость постоянного контроля отсутствия утечек и наличия масла в расширительном баке, так же следует к недостаткам отнести пожароопасность данного типа трансформаторов из за наличия значительного количества горючего материала внутри. Данные трансформаторы в настоящее время повсеместно заменяются на более современные имеющие литую изоляцию либо маслonaполненные в герметичном исполнении. Современные трипы трансформаторов так же имеют и значительно более высокие эксплуатационные характеристики в частности низкий уровень шума, низкие потери мощности, низкую стоимость обслуживания и практически не нуждаются в обслуживании.

В данной работе предполагается выполнить замену неизолированных проводников в данной системе электроснабжения как в сети 10 кВ так и в сети 0,4 кВ на самонесущий изолированный провод типа СИП-3 для сетей 10 кВ и СИП-2 для сетей 0,4 кВ. На ТП в данной работе предлагается установить трансформаторы с литой изоляцией типа ТЛС.

ТК указывалось ранее что схема электроснабжения соответствует категории подключённых потребителей следовательно в данной работе ее изменять нет необходимости.

Система электроснабжения 10 кВ села Среднебелое: представлена в данном населенном пункте в виде одного фидера № 17 который получает питание от распределительного устройства низкого напряжения 10 кВ ПС Среднебелая, рассмотрим его подробно:

Фидер выполнен по магистральной схеме без резервирования и питает только однострансформаторные ТП ТП 7-2, 7-5, 7-6, 7-9, 7-21, питание организовано по воздушной линии электропередачи суммарной протяженностью 6,3 км и выполненной неизолированным проводом марки АС 70/11. На ТП установлены силовые маслонаполненные трансформатора типа ТМ номинальная мощность варьируется от 63 до 400 кВА и номинальным напряжением 10/4 кВ (регулировка напряжения выполняется с помощью устройства ПБВ).

При анализе данной схемы электроснабжения имеется существенный недостаток: потребитель Котельная имеет один независимый источник питания со стороны энергосистемы это шины НН ТП 17-21, второй источник питания имеется в виде дизельного генератора который позволяет безопасно остановить основное оборудование но полноценная работа системы теплоснабжения от одного данного источника не может быть организована. Поэтому в данной работе предусмотрена реконструкция самой трансформаторной подстанции 17-21 с установкой второго трансформатора и разделением распределительного устройства высокого и низкого напряжения с организацией автоматического ввода резерва на стороне 0,4 кВ, так же буде организована вторая ВЛ для питания данной ТП со стороны источника питания ПС Среднебелая.

Так же в данной систем электроснабжения имеются те же недостатки как в линиях электропередачи так и на трансформаторных подстанциях что и для села Ромны, поэтому все мероприятия указанные для устранения в системе электроснабжения села Ромны будет выполняться и для села Среднебелое

2.3 Характеристика потребителей

В данном разделе приводим основные характеристики потребителей которые понадобятся при дальнейших расчётах, в данном районе электрических сетей имеются как потребители относящиеся к городской нагрузке так и промышленные.

Основными потребителями в рассматриваемых селах Ромны и Среднебелое являются коттеджи одноэтажные так и многоэтажные, так же имеются в центральной части сел и многоэтажные многоквартирные дома. Имеется значительное количество потребителей третьей категории это различные складские помещения, гаражные массивы. К потребителям первой категории как в одном так и в другом селе как указывалось ранее является котельная. Так же следует отметить наличие таких потребителей как магазины, школы, больницы, административные здания, пожарная часть и т.д.

По характеру нагрузки все потребители относятся к электроприемникам малой и средней мощности получающих питание на напряжении 0,4 кВ промышленной частоты 50 Гц.

По категории надежности электроснабжения основную часть потребителей занимают частные дома, многоэтажные многоквартирные дома гаражи склады, ко второй категории относятся больницы, пожарная часть и школы, к первой категории - котельные

3 РАСЧЕТ НАГРУЗОК ТП И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Расчет электрических нагрузок потребителей

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок на каждой ТП рассматриваемых систем электроснабжения, расчет будет выполняться для каждого фидера в отдельности т.к. в данной работе предусматривается выполнить реконструкцию и системы электроснабжения 0,4 кВ. В качестве метода расчета применяется метод удельных электрических нагрузок в котором мощность нагрузки зависит от количества потребителей, каждый из которых имеет свое справочное значение удельной мощности. Полученные данные будут являться основными для дальнейших расчетов и позволят выбрать и проверить основное электротехническое оборудования как на линиях электропередачи так и на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, так же полученные данные будут использованы при выполнении реконструкции одного из источников питания ПС Ромны.

Для начала расчёта в таблицах 4, 5 приведены все основные характеристики потребителей подключенных к шинам низкого напряжения каждой трансформаторной ПС села Ромны и села Среднебелое.

Таблица 4 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ села Ромны

Фидер	Потребитель	Количество потребителей (ед.)	Количество квартир (ед.)/ площадь помещений (м ²)	Удельная мощность нагрузки (кВт/ед.)	Коэффициент реактивной мощности (tgφ)
1	2	3	4	5	6
ТП 9-54					
1	Коттедж	38	-	3,9	0,2
	Многоквартирный дом	1	16 квартир	3,7	0,2
2	Освещение улиц	-	0,6 км	2,0	0,4

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ТП 9-38					
1	Гараж	5	-	0,2	0,7
	Склад	1	400 м ²	0,01	0,4
	Коттедж	29	-	4,7	0,2
2	Освещение улиц	-	0,8 км	2,0	0,4
ТП 9-58					
1	Коттедж	21	-	4,7	0,2
2	Освещение улиц	-	1,0 км	2,0	0,4
ТП 9-59					
1	Гараж	100	-	0,2	0,7
	Склад	1	1000 м ²	0,01	0,4
ТП 9-60					
1	Коттедж	11	-	6,5	0,2
2	Многоквартирный дом	7	16	1,5	0,2
	Магазин	2	100 м ²	0,25	0,75
	МВД	1	200 м ²	0,054	0,57
	Гараж	5	-	0,2	0,7
3	Гараж	10	-	0,2	0,7
	Коттедж	42	-	3,9	0,2
4	Коттедж	42	-	3,9	0,2
5	Освещение улиц	-	0,8 км	2,0	0,4
ТП 9-117					
1	Котельная -1 питание	-	-	-	-
2	Котельная -2 питание	-	-	-	-
3	Школа	-	200 мест	0,25	0,38
	Многоквартирный дом	1	16	3,9	0,2
4	Коттедж	24	-	4,7	0,2
	Пожарная часть	1	150 м ²	0,054	0,57
5	Коттедж	31	-	4,7	0,2
6	Освещение улиц	-	0,5 км	2,0	0,4
ТП 9-122					
1	Коттедж	33	-	3,9	0,2
2	Коттедж	14	-	5,8	0,2
3	Коттедж	38	-	3,9	0,2
4	Коттедж	17	-	5,5	0,2
	Гараж	20	-	0,2	0,7

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ТП 9-116					
1	Коттедж	3	-	14,5	0,2
	Гараж	80	-	0,2	0,7
	Склад	1	200 м ²	0,01	0,4
2	Суд	1	300 м ²	0,054	0,57
	Магазин	1	80 м ²	0,25	0,75
	Администрация	1	300 м ²	0,054	0,57
	Банк	1	200 м ²	0,054	0,57
	Коттедж	22	-	4,7	0,2
	Многоквартирный дом	1	16	3,9	0,2
3	Коттедж	8	-	7,2	0,2
	Многоквартирный дом	2	16	2,6	0,2
	Гараж	10	-	0,2	0,7
4	Освещение улиц	-	1,0 км	2,0	0,4
ТП 9-120					
1	Коттедж	9	-	7,2	0,2
	Администрация	-	300 м ²	0,054	0,57
	Гараж	20	-	0,2	0,7
	Склад	1	200 м ²	0,01	0,4
	Многоквартирный дом	1	16	3,9	0,2
	Магазин	1	100 м ²	0,25	0,75
2	Коттедж	20	-	5,5	0,2
	Прокуратура	1	150 м ²	0,054	0,57
3	Освещение улиц	-	0,8 км	2,0	0,4
ТП 9-118					
1	Коттедж	38	-	3,9	0,2
2	Банк	1	200 м ²	0,054	0,57
	Многоквартирный дом	2	16	2,6	0,2
	Магазин	1	100	0,25	0,75
	Коттедж	7	-	8,6	0,2
	Дом культуры	1	500 м ²	0,054	0,57
3	Многоквартирный дом	8	16	1,2	0,2
	Коттедж	1	-	14,5	0,2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
4	Многоквартирный дом	1	16	3,9	0,2
	Коттедж	17	-	5,5	0,2
	Почта	1	200 м ²	0,054	0,57
5	Освещение улиц	-	0,9 км	2,0	0,4
ТП 9-123					
1	Коттедж	25	-	4,7	0,2
2	Коттедж	54	-	3,3	0,2
	Баня	1	100 м ²	0,25	0,75
	Многоквартирный дом	1	16	3,9	0,2
	Гараж	10	-	0,2	0,7
3	Коттедж	28	-	4,7	0,2
4	Многоквартирный дом	4	16	2,1	0,2
	Гараж	20	-	0,2	0,7
	Коттедж	3	-	14,5	0,2
5	Освещение улиц	-	0,5 км	2,0	0,4
ТП 9-99					
1	Коттедж	30	-	4,7	0,2
2	Коттедж	28	-	4,7	0,2
3	Коттедж	35	-	3,9	0,2
4	Амбулатория	1	200 м ²	0,17	0,43
	Больница	1	300 м ²	0,17	0,43
	Склад	1	200 м ²	0,01	0,4
	Гараж	40	-	0,2	0,7
	Коттедж	20	-	5,5	0,2
5	Освещение улиц	-	0,9 км	2,0	0,4
ТП 9-113					
1	Многоквартирный дом	4	16	2,1	0,2
	Склад	2	200 м ²	0,01	0,4
	Гараж	10	-	0,2	0,7
2	Водонапорная башня	-	-	15,0	0,6
	Коттедж	22	-	4,7	0,2
	Гараж	5	-	0,2	0,7
3	Освещение улиц	-	0,6 км	2,0	0,4

Таблица 5 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ села Среднебелое

Фидер	Потребитель	Количество потребителей (ед.)	Количество квартир (ед.)/ площадь помещений (м ²)	Удельная мощность нагрузки (кВт/ед.)	Коэффициент реактивной мощности (tgφ)
1	2	3	4	5	6
ТП 17-2					
1	Коттедж	28	-	4,7	0,2
	Магазин	3	50 м ²	0,25	0,75
2	Коттедж	26	-	4,7	0,2
3	Коттедж	29	-	4,7	0,2
	Склад	4	100 м ²	0,01	0,4
	Гараж	10	-	0,2	0,7
4	Освещение улиц	-	1,5 км	2,0	0,4
ТП 17-9					
1	Коттедж	37	-	3,9	0,2
	Гараж	10	-	0,2	0,7
2	Коттедж	39	-	3,9	0,2
3	Амбулатория	-	150 м ²	0,17	0,43
	Администрация	-	300 м ²	0,054	0,57
	Почта	-	150 м ²	0,054	0,57
	Коттедж	14	-	5,8	0,2
	Гараж	10	-	0,2	0,7
4	Освещение улиц	-	2,0 км	2,0	0,4
ТП 17-6					
1	Водонапорная башня	-	-	15,0	0,6
	Склад	4	100 м ²	0,01	0,4
	Гараж	100	-	0,2	0,7
ТП 17-5					
1	Гараж	30	-	0,2	0,7
	Склад	3	100 м ²	0,01	0,4
	Многоквартирный дом	5	16	1,5	0,2
	Магазин	1	150 м ²	0,25	0,75
2	Многоквартирный дом	6	16	1,5	0,2
3	Освещение улиц	-	1,0 км	2,0	0,4
ТП 17-21					
1	Котельная -1 питание	-	-	-	-

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
2	Котельная -2 питание	-	-	-	-
3	Школа	1	200 мест	0,25	0,38
4	Гараж	30	-	0,2	0,7
5	Освещение улиц	-	0,8 км	2,0	0,4

Дополнительные данные о потребителях жилых помещений приведены в таблицах 6, 7:

Таблица 6 – Данные об удельной мощности коттеджей (кВт/ед.)

Потребитель	Количество коттеджей									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Коттедж с эл. плитой до 10,5 кВт (tgφ = 0,2)	14,5	8,6	7,2	6,5	5,8	5,5	4,7	3,9	3,3	2,6

Таблица 7 – Данные об удельной мощности квартир (кВт/ед.)

Потребитель	Количество квартир									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Квартира с эл. плитой до 8,5 кВт (tgφ = 0,2)	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5

Для примера в данном разделе будем выполнять расчет городской нагрузки подключенной к фидеру № 4 ТП 9-118 села Ромны. Для этого на рисунке 6 представлена часть плана села с указанием ТП и потребителей.

В рассматриваемом районе электрических сетей городская нагрузка является смешанной и следовательно ее необходимо считать по определенной формуле которая учитывает долю каждого отдельного потребителя в максимуме нагрузки, данная формула выглядит следующим образом [7]:

$$P_{P0,4} = P_{max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где P_{max} – активная мощность потребителя с наибольшей нагрузкой;

$P_{зdi}$ – активная мощность остальных потребителей;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме нагрузки остальных потребителей.

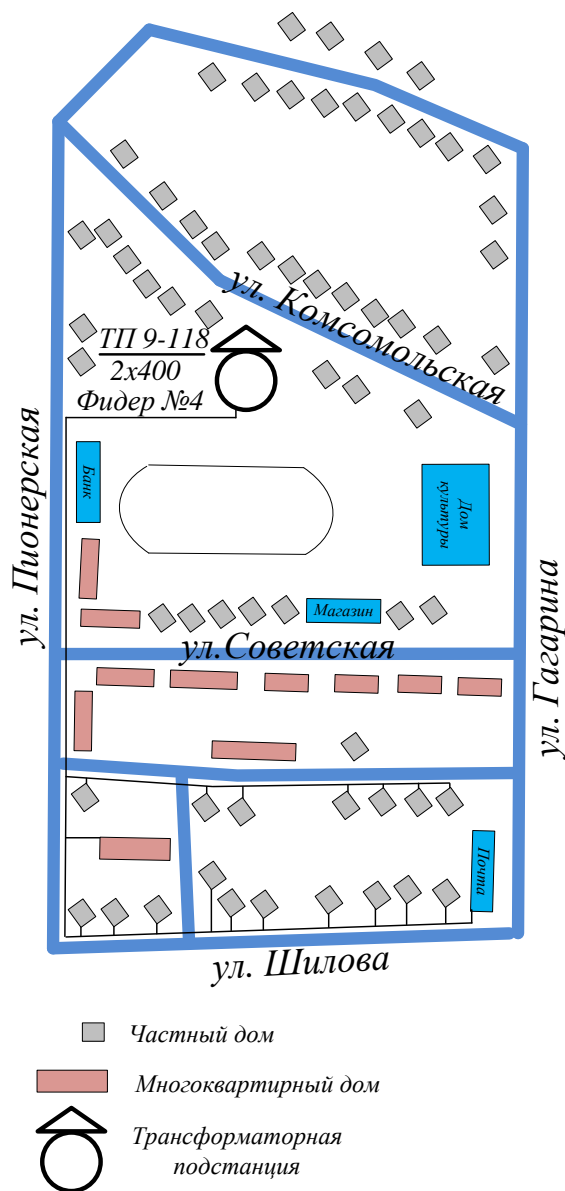


Рисунок 6 - Экспликация зданий подключенных к ТП 9-118

Активация мощность нагрузки для многоквартирных домов и коттеджей [7]:

$$P_{Pмкд} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \quad (2)$$

$$P_{Pкот} = P_{кот.уд} \cdot n_{кот} \quad (3)$$

где $P_{кв.уд}$, $P_{кот.уд}$ – активная расчетная мощность нагрузки одной квартиры, одного частного дома.

$n_{кв}, n_{кот}$ – количество квартир, коттеджей.

Реактивная мощность нагрузки для многоквартирных домов и коттеджей [7]:

$$Q_{мкд} = P_{Ркв.уд} \cdot tg\varphi_{кв} \quad (4)$$

$$Q_{кот} = P_{Ркот.уд} \cdot tg\varphi_{кот} \quad (5)$$

где $tg\varphi_{кв}, tg\varphi_{кот}$ – коэффициент мощности квартир и коттеджей.

Для торговых помещений активная расчетная мощность определяется как [7]:

$$P_{Рторг} = P_{торг.уд} \cdot M \quad (6)$$

где $P_{торг.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр;

M – площадь торгового помещения (m^2).

Реактивная мощность нагрузки для торгового помещения [7]:

$$Q_{Рторг} = P_{Рторг} \cdot tg\varphi_{торг} \quad (7)$$

где $tg\varphi_{торг}$ – коэффициент мощности для торговых помещений.

Для школы активная расчетная мощность определяется как [7]:

$$P_{Ршк} = P_{шк.уд} \cdot N \quad (8)$$

где $P_{шк.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в школе;

N – количество мест школе.

Реактивная мощность нагрузки для школы [7]:

$$Q_{Ршк} = P_{Ршк} \cdot tg\varphi_{шк} \quad (9)$$

где $tg\varphi_{шк}$ – коэффициент мощности для школы.

Для административного здания (почты) активная расчетная мощность определяется как [7]:

$$P_{Pадм} = P_{адм.уд} \cdot M \quad (10)$$

где $P_{адм.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр здания (почты);

M – площадь административного здания (почты) (m^2).

Реактивная мощность нагрузки для административного здания (почты) [7]:

$$Q_{Pадм} = P_{Pадм} \cdot tg\varphi_{адм} \quad (11)$$

где $tg\varphi_{адм}$ – коэффициент мощности административного здания (почты).

Для больницы активная расчетная мощность определяется как [7]:

$$P_{Pбол} = P_{бол.уд} \cdot N \quad (12)$$

где $P_{бол.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в больнице;

N – количество мест в больнице.

Реактивная мощность нагрузки для больницы [7]:

$$Q_{Pбол} = P_{Pбол} \cdot tg\varphi_{бол} \quad (13)$$

где $tg\varphi_{бол}$ – коэффициент мощности для больницы.

Для гаражей активная расчетная мощность определяется как [7]:

$$P_{Pгар} = P_{гар.уд} \cdot N \quad (14)$$

где $P_{гар.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один гараж;

N – количество гаражей (ед.).

Реактивная мощность нагрузки для гаражей [7]:

$$Q_{P_{\text{гар}}} = P_{P_{\text{гар}}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{гар}} \quad (15)$$

где $\text{tg} \varphi_{\text{гар}}$ – коэффициент мощности для гаражей.

Для склада активная расчетная мощность определяется как [7]:

$$P_{P_{\text{скл}}} = P_{\text{скл.уд}} \cdot M \quad (16)$$

где $P_{\text{скл.уд}}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр склада;

M – площадь складского помещения (м^2).

Реактивная мощность нагрузки для склада [7]:

$$Q_{P_{\text{скл}}} = P_{P_{\text{скл}}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{скл}} \quad (17)$$

где $\text{tg} \varphi_{\text{скл}}$ – коэффициент мощности для склада.

Для освещения улиц расчетная мощность определяется как [7]:

$$P_{P_{\text{осв}}} = P_{\text{осв.уд}} \cdot L \quad (18)$$

где $P_{\text{осв.уд}}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один километр освещаемой территории;

L – протяженность освещенной территории (км).

Реактивная мощность нагрузки для освещения улиц [7]:

$$Q_{P_{\text{осв}}} = P_{P_{\text{осв}}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{осв}} \quad (19)$$

где $\text{tg} \varphi_{\text{осв}}$ – коэффициент мощности для освещения улиц.

Выполняем расчет активной мощности для фидера №4 ТП 9-118, согласно исходным, первоначально определяем мощность нагрузки для многоквартирного дома:

$$P_{P_{\text{МКД}}} = 3,9 \cdot 16 = 62,4 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для многоквартирного дома:

$$Q_{\text{мкд}} = 62,4 \cdot 0,2 = 12,48 \text{ (кВАр)}$$

Выполняем расчет активной мощности для коттеджей:

$$P_{\text{Ркот}} = 5,5 \cdot 17 = 93,5 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для торгового помещения:

$$Q_{\text{Ркот}} = 93,5 \cdot 0,2 = 18,7 \text{ (кВАр)}$$

Выполняем расчет активной мощности для почты:

$$P_{\text{Радм}} = 0,054 \cdot 200 = 10,8 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для почты:

$$Q_{\text{Рдет}} = 10,8 \cdot 0,57 = 6,16 \text{ (кВАр)}$$

Учитывая то что максимальное значение мощности имеется у жилых помещений следовательно при расчете общей нагрузки коэффициент совмещения максимума нагрузки должен применяться к остальным потребителям т.е. к почте, определяем суммарную нагрузку [7]:

$$P_{\text{Р0,4}} = P_{\text{Рмкд}} + P_{\text{Ркот}} + P_{\text{Радм}} \cdot k_y \quad (20)$$

$$Q_{\text{Р0,4}} = Q_{\text{Рмкд}} + Q_{\text{Ркот}} + Q_{\text{Радм}} \cdot k_y \quad (21)$$

$$P_{\text{Р0,4}} = 62,4 + 93,5 + 10,8 \cdot 0,5 = 161,3 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{\text{Р0,4}} = 12,48 + 18,7 + 6,16 \cdot 0,5 = 34,26 \text{ (квар)}$$

При этом полная расчетная мощность нагрузки:

$$S_{\text{Р0,4}} = \sqrt{P_{\text{Р0,4}}^2 + Q_{\text{Р0,4}}^2} \quad (22)$$

$$S_{\text{Р0,4}} = \sqrt{161,3^2 + 34,26^2} = 164,89 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет для остальных потребителей городской нагрузки с занесением результатов в таблицу 8, 9

Таблица 8 – Расчет нагрузок на каждом фидере ТП села Ромны

Фидер	Расчётная активная мощность (кВт)	Расчётная реактивная мощность (кВАр)	Расчётная полная мощность (кВА)
1	2	3	4
ТП 9-54			
1	207,4	41,48	211,51
2	1,2	0,3	1,24
ТП 9-38			
1	138,8	28,41	141,68
2	1,6	0,3	1,63
ТП 9-58			
1	98,7	19,74	100,66
2	2,0	0,3	2,02
ТП 9-59			
1	25,0	16,0	29,68
ТП 9-60			
1	71,5	14,3	72,9
2	142,9	119,2	186,07
3	164,8	33,46	168,16
4	163,8	32,76	167,04
5	1,6	0,3	1,63
ТП 9-117			
1	97,79	73,09	122,09
2	97,79	73,09	122,09
3	79,4	19,79	81,83
4	116,85	24,86	119,46
5	145,7	29,4	148,58
6	1,0	0,3	1,04
ТП 9-122			
1	128,7	25,74	131,25
2	81,2	16,24	82,81
3	148,2	29,64	151,13
4	95,5	20,1	97,59
ТП 9-116			
1	52,5	49,5	72,15
2	197,4	52,97	204,38
3	141,8	28,86	144,71
4	2,0	0,3	2,02
ТП 9-120			

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
1	228,2	85,35	243,63
2	114,05	24,34	116,62
3	1,6	0,24	2,34
ТП 9-118			
1	148,2	29,64	218,14
2	174,8	48,83	181,49
3	168,1	33,63	171,42
4	161,3	34,25	164,89
5	1,8	0,27	1,82
ТП 9-123			
1	117,5	23,5	119,82
2	254,1	58,19	260,67
3	131,6	26,32	134,21
4	179,9	36,98	183,66
5	1,0	0,3	1,04
ТП 9-99			
1	141,0	28,2	143,79
2	131,6	26,32	134,21
3	136,5	27,3	139,21
4	157,5	42,47	163,13
5	1,8	0,54	1,88
ТП 9-113			
1	137,4	28,38	140,3
2	111,4	25,53	114,28
3	1,2	0,36	1,25

Таблица 9 – Расчет нагрузок на каждом фидере ТП села Среднебелое

Фидер	Расчётная активная мощность (кВт)	Расчётная реактивная мощность (кВАр)	Расчётная полная мощность (кВА)
1	2	3	4
ТП 17-2			
1	169,1	54,44	177,64
2	122,2	24,44	124,62
3	139,3	28,76	142,232
4	3,0	0,9	3,13
ТП 17-9			
1	145,3	29,56	148,27
2	152,1	30,42	155,11
3	107,1	29,35	111,05
4	4,0	1,2	4,17

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
ТП 17-6			
1	27,0	16,8	31,8
ТП 17-5			
1	199,5	82,95	216,06
2	144,0	28,8	146,85
3	2,0	0,6	2,08
ТП 17-21			
1	77,79	58,09	97,89
2	77,79	58,09	97,89
3	34,0	14,62	37,01
4	6,0	4,2	7,32
5	1,6	0,48	1,67

Расчет нагрузок так же приведен в приложении А

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

В данном разделе рассматривается расчет площади сечений и материала проводника для ВЛ 0,4 кВ которыми выполнено низковольтное электроснабжение села Ромны и Среднебелое. В настоящее время сети 0,4 кВ выполнены в виде одно цепных линий электропередачи, при этом в данном разделе предусматривается выбор нового типа проводника в виде самонесущего изолированного провода типа СИП-2, количество линий и их трассу оставляем без изменений.

Выбор проводим по условию [1]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (23)$$

где $I_{\text{до}}$ – длительно допустимый ток для принятого типа проводника;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению [1]:

$$I_{P0,4} = \frac{S_{P0,4}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (24)$$

где $S_{P0,4}$ – расчетная мощность фидера;

U_n – номинальное линейное напряжение.

Проводим выбор сечения проводника на примере фидера №4 ТП 9-118

Определяем расчетный ток:

$$I_p = \frac{164,89}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 237,99 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-2, принимаем минимальное сечение для данного типа проводника $3 \times 70 + 1 \times 50$, паспортное значение токовой нагрузки для данного сечения составляет 240 А, проверяем условие:

$$237,99 \leq 240$$

Для остальных фидеров сечение выбирается по аналогичному алгоритму, результаты расчета приведены в таблице 10

Таблица 10 – Выбор проводников 0,4 кВ села Ромны

Фидер	Расчетный ток (А)	Сечение принятого проводника	Длительный ток (А)
1	2	3	4
ТП 9-54			
1	299,65	3×95+1×95	300
2	1,79	3×16+1×25	100
ТП 9-38			
1	204,74	3×70+1×50	240
2	2,36	3×16+1×25	100
ТП 9-58			
1	145,46	3×35+1×25	160
2	2,92	3×16+1×25	100
ТП 9-59			
1	42,89	3×16+1×25	100
ТП 9-60			
1	105,35	3×25+1×25	130
2	268,89	3×95+1×95	300
3	243,01	3×95+1×95	300
4	241,39	3×95+1×95	300
5	2,36	3×16+1×25	100
ТП 9-117			
1	176,43	3×50+1×35	195
2	176,43	3×50+1×35	195
3	118,25	3×25+1×25	130
4	172,63	3×50+1×35	195
5	214,71	3×70+1×50	240
6	1,50	3×16+1×25	100
ТП 9-122			
1	189,67	3×50+1×35	195
2	119,67	3×25+1×25	130
3	218,40	3×70+1×50	240
4	141,03	3×35+1×25	160
ТП 9-116			
1	104,26	3×25+1×25	130
2	295,35	3×95+1×95	300
3	209,12	3×70+1×50	240

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
4	2,92	3×16+1×25	100
ТП 9-120			
1	288,07	3×95+1×95	300
2	168,53	3×50+1×35	195
3	3,38	3×16+1×25	100
ТП 9-118			
1	295,23	3×95+1×95	300
2	262,27	3×95+1×95	300
3	247,72	3×95+1×95	300
4	237,99	3×70+1×50	240
5	2,63	3×16+1×25	100
ТП 9-123			
1	173,15	3×50+1×35	195
2	284,69	3×95+1×95	300
3	193,95	3×50+1×35	195
4	265,40	3×95+1×95	300
5	1,50	3×16+1×25	100
ТП 9-99			
1	207,79	3×70+1×50	240
2	193,95	3×50+1×35	195
3	201,17	3×70+1×50	240
4	235,74	3×70+1×50	240
5	2,72	3×16+1×25	100
ТП 9-113			
1	202,75	3×70+1×50	240
2	165,14	3×50+1×35	195
3	1,81	3×16+1×25	100

Таблица 11 – Выбор проводников 0,4 кВ села Среднебелое

Фидер	Расчётная активная мощность (кВт)	Расчётная реактивная мощность (кВАр)	Расчётная полная мощность (кВА)
1	2	3	4
ТП 17-2			
1	256,71	3×95+1×95	300
2	180,09	3×50+1×35	195
3	205,54	3×70+1×50	240
4	4,52	3×16+1×25	100
ТП 17-9			
1	214,26	3×70+1×50	240
2	224,15	3×70+1×50	240

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
3	160,48	3×50+1×35	195
4	6,03	3×16+1×25	100
ТП 17-6			
1	45,95	3×16+1×25	100
ТП 17-5			
1	292,23	3×95+1×95	300
2	212,21	3×70+1×50	240
3	3,01	3×16+1×25	100
ТП 17-21			
1	141,46	3×35+1×25	160
2	141,46	3×35+1×25	160
3	53,48	3×16+1×25	100
4	10,58	3×16+1×25	100
5	2,41	3×16+1×25	100

Таким образом все принятые проводники прошли проверку, расчет так же приведен в приложении Б

5 РАСЧЕТ НАГРУЗОК И РЕКОНСТРУКЦИЯ ТП

5.1 Расчет нагрузок существующих ТП

Проводим расчет мощности нагрузки на стороне НН каждой ТП рассматриваемого района электрических сетей

Расчётная мощность нагрузки на шинах НН ТП допускается определять по следующей формуле [8]:

$$P_{НТП} = k \cdot \sum P_{P0,4} \quad (25)$$

$$Q_{НТП} = k \cdot \sum Q_{P0,4} \quad (26)$$

где k – коэффициент совмещения максимумов нагрузки отдельных фидеров.

Проводим данный расчет на примере ТП 17-5 села Среднебелое:

$$P_{НТП} = 0,9 \cdot (199,5 + 144,0 + 2,0) = 310,95 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{НТП} = 0,9 \cdot (82,95 + 28,8 + 0,6) = 101,11 \text{ (кВАр)}$$

Полная мощность нагрузки соответственно [8]:

$$S_{НТП} = \sqrt{P_{НТП}^2 + Q_{НТП}^2} \quad (27)$$

$$S_{НТП} = \sqrt{310,95^2 + 101,11^2} = 324,79 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет для остальных ТП, результаты расчетов приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет нагрузок НН существующих ТП села Ромны

Номер ТП	$P_{НТП}$ (кВт)	$Q_{НТП}$ (кВАр)	$S_{НТП}$ (кВА)
1	2	3	4
ТП 9-54	186,66	37,33	190,36
ТП 9-38	126,36	25,84	128,98
ТП 9-58	90,63	18,04	92,41

1	2	3	4
ТП 9-59	25,00	16,00	29,68
ТП 9-60	490,14	180,02	536,22
ТП 9-117	484,68	198,48	535,58
ТП 9-122	408,24	82,55	416,50
ТП 9-116	354,33	118,47	380,93
ТП 9-120	309,47	98,94	326,33
ТП 9-118	588,78	131,96	663,98
ТП 9-123	615,69	130,76	629,46
ТП 9-99	511,56	112,35	524,00
ТП 9-113	225,00	48,84	230,25

Таблица 13 – Расчет нагрузок НН существующих ТП села Среднебелое

Номер ТП	$P_{НТП}$ (кВт)	$Q_{НТП}$ (кВАр)	$S_{НТП}$ (кВА)
ТП 17-2	390,24	97,69	402,86
ТП 17-9	367,65	81,48	376,74
ТП 17-6	27,00	16,80	31,80
ТП 17-5	310,95	101,12	328,49
ТП 17-21	177,46	121,93	217,60

Согласно полученным данным далее проводим компенсацию реактивной мощности на существующих ТП, расчет так же приведен в приложении В

5.2 Компенсация реактивной мощности

Расчёт требуемой мощности КУ (компенсирующих устройств) проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [8]:

$$Q_K = Q_{НТП} - P_{НТП} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (28)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети согласно приказа Мин Энерго)

Требуемую мощность компенсирующих устройств для двух трансформаторных ТП, устанавливаемых на одну секцию шин 0,4 кВ определяем по формуле [8]:

$$Q_{к1} = \frac{Q_{к}}{2} \quad (29)$$

Номинальная мощность КУ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей [8]:

$$Q_{HECK} = Q_{HTП} - Q_{НОМ} \quad (30)$$

где $Q_{НОМ}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным, устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет на примере однитрансформаторной ТП 9-54 села Ромны, мощность КУ требуемая:

$$Q_{к} = 37,33 - 186,66 \cdot 0,35 = -28,01 \text{ (кВАр)}$$

Данный расчет показал что компенсация реактивной мощности на данной ТП не требуется. Так же следует отметить что экономически не целесообразно устанавливать компенсирующее устройства номинальной мощностью менее 50 кВАр т.к. они не окупятся. Аналогично проводим расчет мощности КУ на остальных ТП, результаты расчетов сводим в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет компенсирующих устройств ТП села Ромны

Номер ТП	$Q_{HTП}$ (кВАр)	$Q_{к}$ (кВАр)	Установка КУ
ТП 9-54	37,33	-18,67	Не требуется
ТП 9-38	25,84	-12,07	Не требуется
ТП 9-58	18,04	-9,15	Не требуется
ТП 9-59	16	8,50	Не требуется
ТП 9-60	180,02	32,98	Не требуется
ТП 9-117	198,48	43,08	Не требуется
ТП 9-122	82,55	-39,92	Не требуется
ТП 9-116	118,47	12,17	Не требуется
ТП 9-120	98,94	6,10	Не требуется

ТП 9-118	131,96	-44,67	Не требуется
ТП 9-123	130,76	-53,95	Не требуется
ТП 9-99	112,35	-41,12	Не требуется
ТП 9-113	48,84	-18,66	Не требуется

Таблица 15 – Расчет компенсирующих устройств ТП села Среднебелое

Номер ТП	$Q_{ТП}$ (кВАр)	Q_k (кВАр)	Установка КУ
ТП 17-2	97,69	-19,38	Не требуется
ТП 17-9	81,48	-28,82	Не требуется
ТП 17-6	16,8	8,70	Не требуется
ТП 17-5	101,12	7,84	Не требуется
ТП 17-21	121,93	38,69	Не требуется

На большей части ТП требуемая мощность имеет отрицательное значение следовательно на них устанавливать данные устройства нет необходимости, при этом на тех ТП где эта мощность имеет положительное значение данные устройства устанавливать экономически не целесообразно т.к. она не превышает 50 кВАр. Расчет так же приведен в приложении Г

5.3 Расчет коэффициентов загрузки существующих ТП

В данном разделе проводится расчет фактических коэффициентов загрузки.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы ТП рассчитывается как [16]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}}{S_{НОМ} \cdot N} \quad (31)$$

где $S_{НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора ТП.

N – количество трансформаторов ТП.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается как (для двух трансформаторных ТП) [16]:

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}}{S_{НОМ}} \quad (32)$$

Значение данного параметра должно удовлетворять условию:
 $K_{3\phi} \leq 0,95$ (для потребителей третьей категории) для одно трансформаторной ТП, для двух трансформаторной ТП $0,5 \leq K_{3\phi} \leq 0,7$, для двух трансформаторной ТП в послеаварийном режиме $K_{ПА} \leq 1,4$

Проводим расчет на примере ТП 9-54 села Ромны:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{186,66^2 + 37,33^2}}{250 \cdot 1} = 0,76$$

Коэффициент загрузки не превышает допустимое значение следовательно замена оборудования не требуется, так же проводим данный расчет для остальных ТП, сводим результаты в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет коэффициентов загрузки ТП села Ромны

Номер ТП	N (шт.)	$S_{НОМ}$ (кВА)	$K_{3\phi}$	$K_{ПА}$
ТП 9-54	1	250	0,76	-
ТП 9-38	1	160	0,81	-
ТП 9-58	1	100	0,92	-
ТП 9-59	1	40	0,74	-
ТП 9-60	1	630	0,85	-
ТП 9-117	2	400	0,67	1,34
ТП 9-122	1	400	<u>1,04</u>	-
ТП 9-116	1	400	0,95	-
ТП 9-120	1	400	0,82	-
ТП 9-118	2	400	<u>0,83</u>	<u>1,66</u>
ТП 9-123	2	400	0,79	-
ТП 9-99	2	400	0,66	1,32
ТП 9-113	1	250	0,92	-

Таблица 17 – Расчет коэффициентов загрузки ТП села Среднебелое

Номер ТП	N (шт.)	$S_{НОМ}$ (кВА)	$K_{3\phi}$	$K_{ПА}$
ТП 17-2	1	400	<u>1,01</u>	-
ТП 17-9	1	400	0,94	-
ТП 17-6	1	63	0,50	-
ТП 17-5	1	400	0,82	-

ТП 17-21	1	400	0,54	-
----------	---	-----	------	---

Расчет показывает что на части ТП имеется перегрузка оборудования, следовательно требуется реконструкция данных ТП с установкой трансформаторов большей мощности, для ТП 17-21 от которой получает питание котельная предполагается установка второго трансформатора и подключение второй питающей ВЛ для повышения надежности электроснабжения, расчёт приведен в приложении Г

5.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на реконструируемых ТП

Проводим расчеты применительно к реконструируемым ТП где требуется установка дополнительного трансформатора или увеличение мощности существующих.

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле [29]:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{P_{HTП}^2 + Q_{HTП}^2}}{N \cdot k} \quad (33)$$

где k - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для двух трансформаторных ТП принимается равным 0,7).

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для ТП 17-21 где требуется установка двух трансформаторов:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{177,46 + 121,93^2}}{2 \cdot 0,7} = 153,79 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТМГ-160/10/0,4, номинальной мощностью 160 кВА.

Далее проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{177,46 + 121,93^2}}{2 \cdot 160} = 0,67$$

Для послеаварийного режима работы

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{177,46 + 121,93^2}}{160} = 1,34$$

Полученный коэффициент загрузки удовлетворяет ранее указанным условиям, следовательно, номинальная мощность трансформатора выбрана верно, далее проводим расчет для остальных ТП где это необходимо, результаты расчета сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

ТП	$S_{ТР}$ (кВА)	$S_{НОМ}$ (кВА)	$K_{3\phi}$	$K_{ПА}$
ТП 9-122	462,78	630	0,66	-
ТП 9-118	430,55	630	0,51	1,02
ТП 17-2	446,72	630	0,64	-
ТП 17-21	153,79	160	0,67	1,34

Расчет считается окончанным т.к. коэффициенты загрузки находятся в допустимом диапазоне.

5.5 Расчет нагрузок на стороне ВН ТП

В данном разделе проводим расчёт нагрузки ТП приведенной к стороне ВН которая учитывает нагрузку на стороне низкого напряжения и потери мощности в силовых трансформаторах.

Расчет потерь активной мощности в трансформаторах ТП определяем через справочные данные и коэффициенты загрузки по следующей формуле [29]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{3\phi}^2 + \Delta P_x \quad (34)$$

Потери реактивной мощности [2]:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{НТП}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} + \frac{i_x \cdot S_{НОМ}}{100} \quad (35)$$

где u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора (%)

i_x - ток холостого хода трансформатора (%)

ΔP_k - потери короткого замыкания (кВт)

ΔP_x - потери холостого хода (кВт)

Приводим расчет на примере ТП 9-113:

$$\Delta P_m = 4,2 \cdot 0,92^2 + 0,58 = 4,13 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{4,5 \cdot 230,25^2}{100 \cdot 250} + \frac{1,2 \cdot 250}{100} = 12,59 \text{ (кВАр)}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах [29]:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (36)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,14^2 + 12,59^2} = 13,25 \text{ (кВА)}$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данной ТП путём сложения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторах [29]:

$$P_{ВНТП} = P_{НТП} + \Delta P_m \quad (37)$$

$$Q_{ВНТП} = Q_{НТП} + \Delta Q_m \quad (38)$$

$$S_{ВНТП} = \sqrt{P_{ВНТП}^2 + Q_{ВНТП}^2} \quad (39)$$

где $P_{НТП}$ - расчетная активная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП;

$Q_{НТП}$ - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП;

$S_{НТП}$ - расчетная полная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП.

$$P_{ВНТП} = 225,0 + 4,14 = 229,14 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{ВНТП} = 48,84 + 12,59 = 61,43 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{ВНТП} = \sqrt{229,14^2 + 61,43^2} = 237,23 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет для остальных ТП результаты сводим в таблицу 19.

Таблица 19 – Определение расчетных мощностей ВН ТП села Ромны

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{ВНТП}$ (кВт)	$Q_{ВНТП}$ (кВАр)	$S_{ВНТП}$ (кВА)
ТП 9-54	3,42	10,41	10,95	190,08	47,74	201,31
ТП 9-38	2,31	7,05	7,42	128,67	32,89	136,40
ТП 9-58	1,66	5,05	5,32	92,29	23,09	97,73
ТП 9-59	0,53	1,62	1,71	25,53	17,62	31,39
ТП 9-60	9,62	29,32	30,86	499,76	209,34	567,08
ТП 9-117	9,61	29,29	30,82	494,29	227,77	566,40
ТП 9-122	7,47	22,77	23,97	415,71	105,32	440,47
ТП 9-116	6,83	20,83	21,92	361,16	139,30	402,85
ТП 9-120	5,85	17,84	18,78	315,32	116,78	345,11
ТП 9-118	11,91	36,31	38,21	600,69	168,27	702,19
ТП 9-123	11,29	34,42	36,22	626,98	165,18	665,68
ТП 9-99	9,40	28,65	30,16	520,96	141,00	554,16
ТП 9-113	4,14	12,59	13,25	229,14	61,43	237,23
Суммарное значение				4500,58	1455,74	4954,27

Таблица 20 – Определение расчетных мощностей ВН ТП села Среднебелое

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{ВНТП}$ (кВт)	$Q_{ВНТП}$ (кВАр)	$S_{ВНТП}$ (кВА)
ТП 17-2	7,23	22,03	23,18	397,47	119,72	426,04
ТП 17-9	6,76	20,60	21,68	374,41	102,08	398,42
ТП 17-6	0,57	1,74	1,83	27,57	18,54	33,63
ТП 17-5	5,89	17,96	18,90	316,84	119,08	347,39
ТП 17-21	3,90	11,90	12,52	181,36	133,83	230,12
Суммарное значение				1297,65	493,25	1435,61

Полученные данные используем для определения расчетной мощности нагрузки на головных выключателях РУ НН источников питания.

5.6 Расчет суммарной мощности нагрузки района

Расчет соответственно проводим для каждой мощности отдельно для села Ромны и Среднебелое по следующей формуле [7]:

$$P_{pPC} = k \cdot \Sigma P_{BHII} \quad (40)$$

$$Q_{pPC} = k \cdot \Sigma Q_{BHII} \quad (41)$$

$$S_{pPC} = \sqrt{P_{BHII}^2 + Q_{BHII}^2} \quad (42)$$

где k - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, при количестве трансформаторов от 11 до 20 принимаем равным 0,75, при количестве трансформаторов 6-10 принимаем равным 0,8.

P_{BHII} , Q_{BHII} , - расчетная активная, реактивная мощность нагрузки на шинах высокого напряжения ТП.

Расчет для села Ромны:

$$P_{pPC} = 0,75 \cdot 4500,58 = 3375,02 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pPC} = 0,75 \cdot 1455,74 = 1092,23 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{pPC} = \sqrt{3375,02^2 + 1092,23^2} = 3547,52 \text{ (кВА)}$$

Расчет для села Среднебелое:

$$P_{pPC} = 0,8 \cdot 1297,65 = 1038,14 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pPC} = 0,8 \cdot 493,25 = 394,86 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{pPC} = \sqrt{1038,14^2 + 394,86^2} = 1111,52 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные используем в дальнейших расчетах.

6 РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА РОМНЫ, СРЕДНЕБЕЛОЕ

В данном разделе рассмотрим основные проблемы которые встречаются в системе электроснабжения 10 кВ села Ромны, Среднебелое.

Село Ромны:

В настоящее время снижение надежности электроснабжения села Ромны связано с превышением мощности нагрузки потребителей над мощностью силовых трансформаторов что может привести к выходу оборудования из строя, при этом для тех ТП где данная проблема актуальна были выбраны новые трансформаторы, далее будет производиться выбор проводников линий электропередачи 10 кВ для соответствия современным нагрузкам.

Схемная надёжность питания потребители в селе Ромны соответствует категориям надежности, изменять трассу и количество цепей ВЛ 10 кВ нет необходимости.

Село Среднебелое:

На ТП 17-2 коэффициент загрузки силового трансформатора превышает нормативное значение и поэтому в данной работе производится его замена на более мощный, так же на ТП 17-21 предполагается установка двух трансформаторов для обеспечения надежности питания котельной с организацией дополнительной цепи ВЛ 10 кВ для данной ТП со стороны источника питания. Так же будет производиться замена действующих проводников ВЛ на современные изолированные провода типа СИП-3.

Поопорная схема 10 кВ села Среднебелое с учетом указанных мероприятий представлен на рисунке 7, однолинейная схема системы электроснабжения 10 кВ представлена на рисунке 8.

Представленный на данных рисунках вариант реконструкции позволяет обеспечить высокий уровень надежности соответствующий категориям надёжности электроснабжения всех потребителей

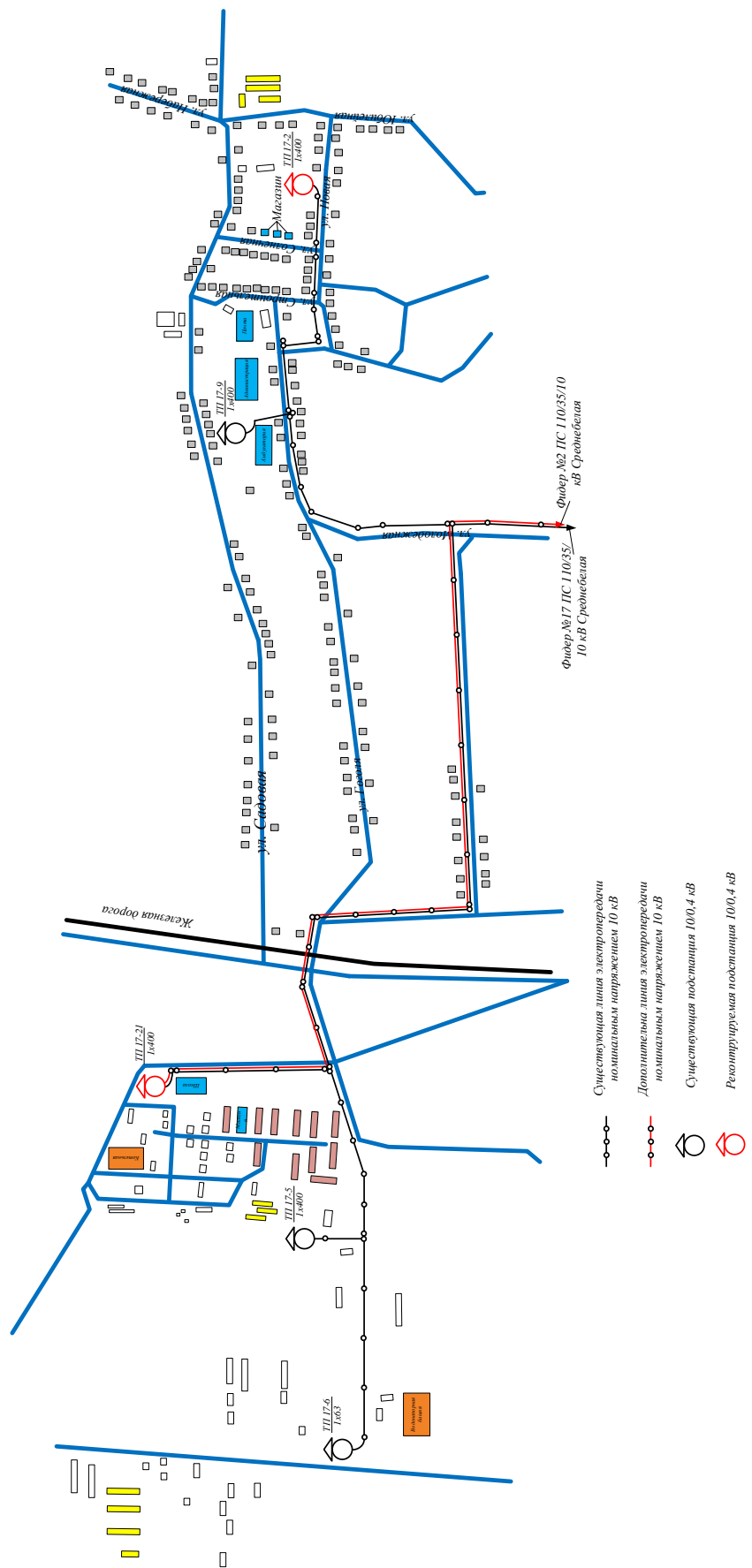


Рисунок 7 – Поопорная схема сети 10 кВ села Среднебелое после реконструкции

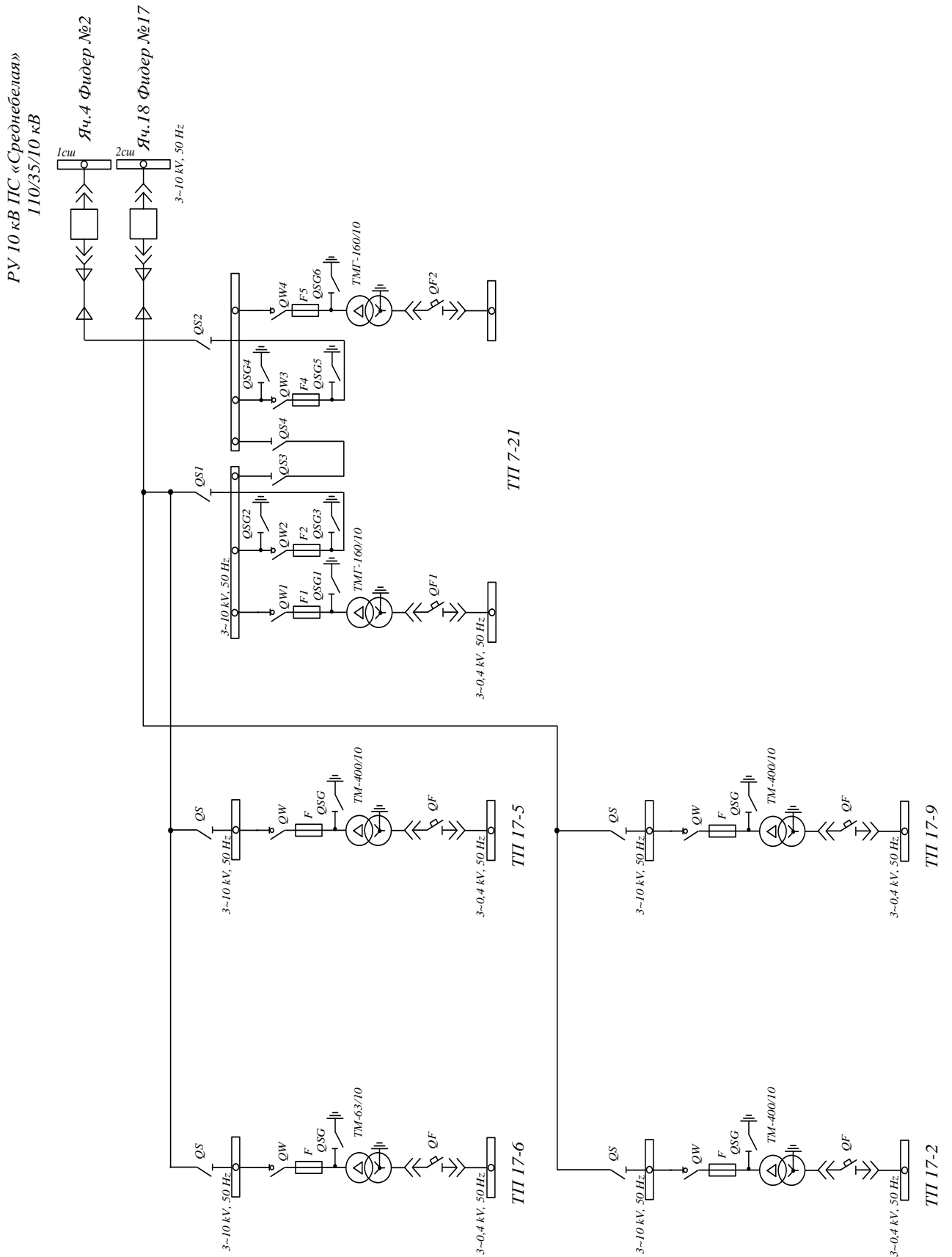


Рисунок 8 - Однолинейная схема сети 10 кВ после реконструкции

6.1 Выбор СИП напряжением 10 кВ

Для всех линий 10 кВ проводим выбор сечений проводников с использованием данных о нагрузке на стороне высокого напряжения ТП,

Расчетный ток в сечении определяется в зависимости от количества подключённых к нему ТП (с учетом ремонтного или аварийного режима работы сети) и рассчитывается по формуле [7]:

$$I_p = \frac{k \cdot \sum S_{ВНТП}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (43)$$

где U_n - номинальное линейное напряжение ВЛ.

k - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП

Для примера определяем расчетный ток фидера №7 села Среднебелое (в ремонтном режиме от данного фидера могут получать питание ТП 17-2, 17-5, 17-6, 17-9, 17-21).

$$I_{pф17} = \frac{0,8 \cdot (426,04 + 398,42 + 33,63 + 347,39 + 230,12)}{\sqrt{3} \cdot 10,0} = 64,17 \text{ (А)}$$

Выбор проводника выполняется по длительно допустимому току, метод заключается в сравнении расчетного тока в рассматриваемом сечении с длительно допустимым для выбранного типа проводника [7]:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (44)$$

где I_p – расчетный ток в сечении.

В данной работе рассматривается полная замена голого провода АС которым выполнены распределительные сети на самонесущий изолированный провод типа СИП-3. Это защищенный провод, представляющий собой одножильный многопроволочный проводник, покрытый защищенной оболочкой. Такой проводник изготавливается из алюминиевого сплава, защитный слой из сшитого полиэтилена.

Для полученного значения расчетного тока подбираем соответствующее сечение СИП-3 1×35 сечение 35 мм² (минимальное значение сечения для данного типа проводника) с длительно допустимым током 200 А и проверяем условие:

$$64,17 \leq 200(\text{А})$$

Т.к. условие соблюдается следовательно проводник удовлетворяет требованиям по нагрузке, его принимаем. Аналогично проводится выбор марки и сечения проводников на остальных фидерах, результаты выбора приведены в таблице 21, 22:

Таблица 21 – Выбор типа и сечений проводников 10 кВ села Ромны

Фидер	I_p (А)	Принятая марка проводника	Длительно допустимый ток (А)
5	11,53	СИП-3 1×35	200
7	113,95	СИП-3 1×35	200
14	93,87	СИП-3 1×35	200
16	93,87	СИП-3 1×35	200

Таблица 22 – Выбор типа и сечений проводников 10 кВ села Среднебелое

Фидер	I_p (А)	Принятая марка проводника	Длительно допустимый ток (А)
2	64,17	СИП-3 1×35	200
17	64,17	СИП-3 1×35	200

Таким образом все выбранные проводники прошли проверку по длительно допустимому току следовательно их принимаем для последующей проверки. Так же данный расчет представлен в приложении В

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Учитывая то что данная работа рассматривает модернизацию одного из источников питания ПС Ромны поэтому в данном разделе будем выполнять расчет токов короткого замыкания который необходим для выбора основного электротехнического оборудования, после выполнения данного расчёта будут определены значения всех составляющих тока короткого замыкания, в том числе периодическая, и аperiodическая и ударный ток КЗ. в момент отключения.

Расчетные точки КЗ в распределительных устройствах ПС Ромны показаны на рисунке 9.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки К1.

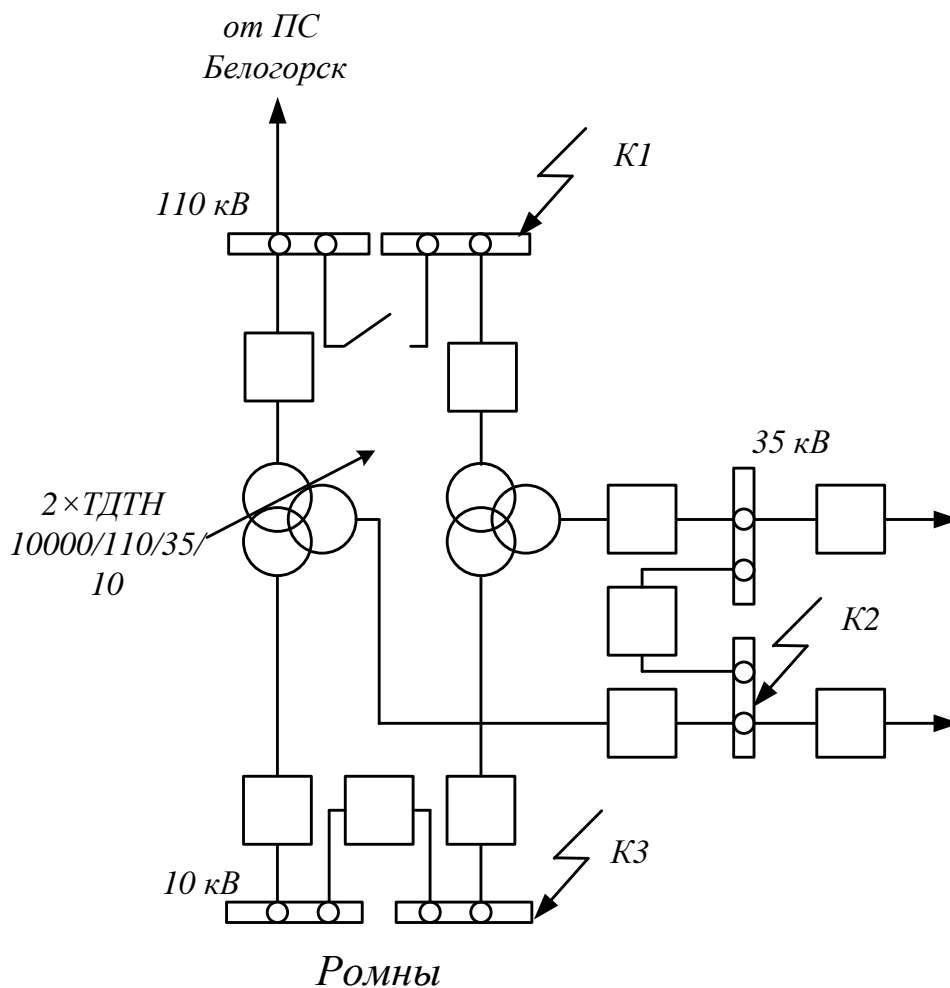


Рисунок 9 – Расчетное место КЗ

На рисунке 10 представлена схема замещения.

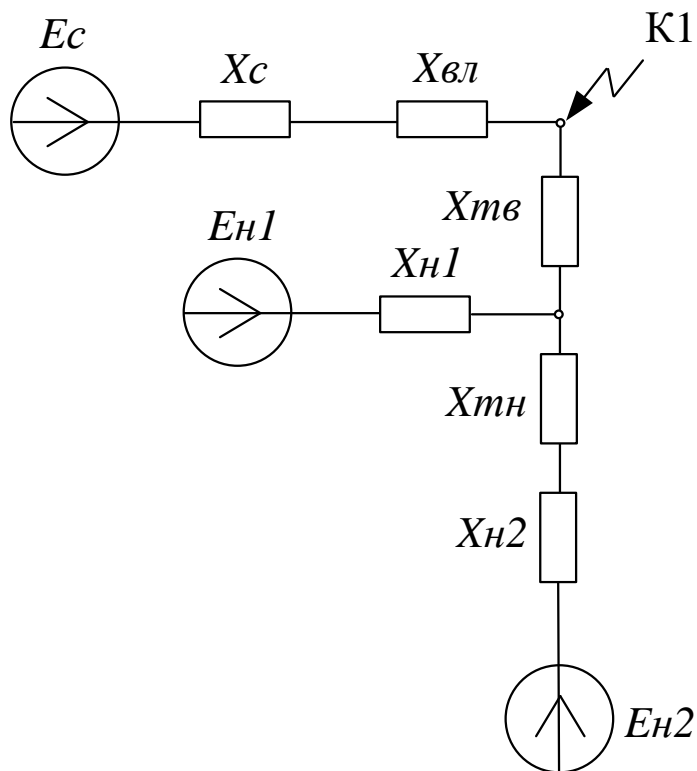


Рисунок 10 – Схема замещения

Расчет выполняем с использованием среднего ряда напряжений и метода относительных единиц.

Принимаем базисные условия: базисная мощность

- 1) $S_б = 10$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 (кВ) $U_{б110} = 115$,
- 3) базисное напряжение на стороне 35 (кВ) $U_{б35} = 37$,
- 4) базисное напряжение на стороне 10 (кВ) $U_{б10} = 10,5$.
- 5) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА) [17]:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (45)$$

где $I_б$, $U_б$ – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{6110} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,05 \text{ (кА)}$$

$$I_{635} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,16 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,58 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям [17]

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ ПС Белогорск [17]:

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \quad (46)$$

$$X_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 14,36} = 0,03 \text{ (о.е.)}$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ:

Сопротивление ВЛ [17]:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (47)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot (44,9 + 20,6) \cdot \frac{10}{115^2} = 0,02 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления обмоток трансформаторов установленных на подстанции Ромны (о.е.) [17]:

$$X_{ТБ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (48)$$

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot \frac{10}{10} = 0,27 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (49)$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17 + 6) \cdot \frac{10}{10} = 0,18 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%)

Сопротивление обмотки среднего напряжения принимаем равным 0

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума) [17]:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (50)$$

где S_H – мощность нагрузки (на стороне среднего напряжения определяется согласно данным контрольного замера на стороне низкого напряжения согласно расчетным данным ВКР):

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{6,71^2 + 2,32^2}} = 0,49 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{1,03^2 + 0,39^2}} = 3,26 \text{ (о.е.)}$$

Последовательное преобразование схемы замещения показано на рисунках 11, 12, 13, 14:

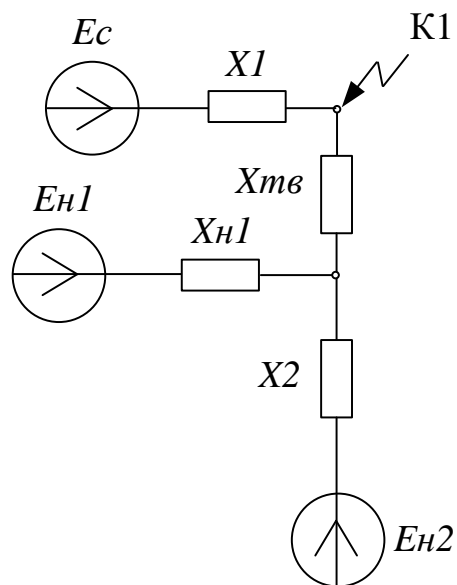


Рисунок 11 – Преобразование схемы замещения

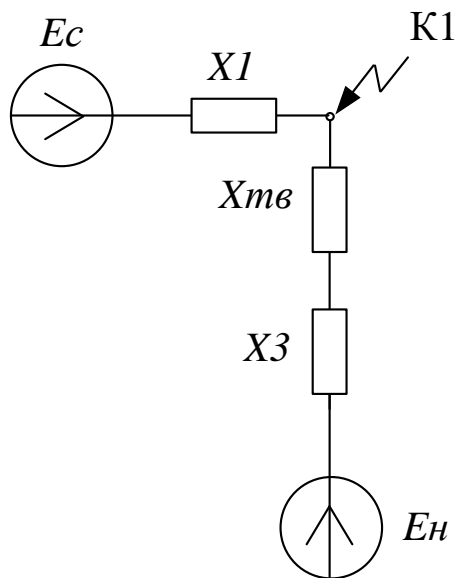


Рисунок 12 – Преобразование схемы замещения

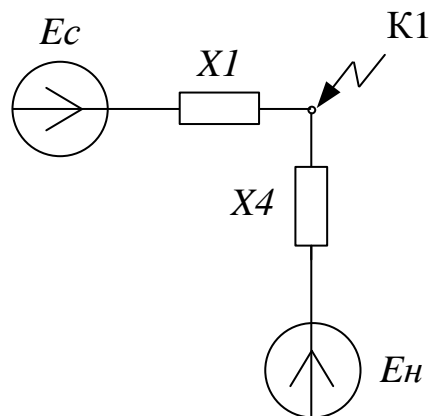


Рисунок 13 – Преобразование схемы замещения

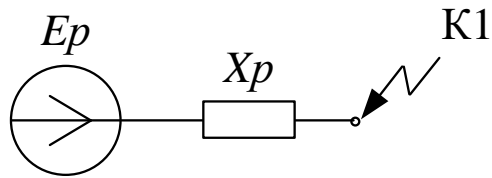


Рисунок 14 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = X_C + X_{ВЛ}$$

$$X1 = 0,03 + 0,02 = 0,05 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{ТН} + X_{Н2}$$

$$X2 = 0,18 + 3,26 = 3,44 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = \frac{X2 \cdot X_{Н1}}{X2 + X_{Н1}}$$

$$X3 = \frac{3,44 \cdot 0,49}{3,44 + 0,49} = 0,43 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X3 + X_{ТВ}$$

$$X4 = 0,43 + 0,27 = 0,7 \text{ (о.е.)}$$

$$X_p = \frac{X1 \cdot X4}{X1 + X4}$$

$$X_p = \frac{0,05 \cdot 0,7}{0,05 + 0,7} = 0,04 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{E_C \cdot X4 + E_H \cdot X1}{X1 + X4}$$

$$E_p = \frac{1 \cdot 0,7 + 0,85 \cdot 0,05}{0,7 + 0,05} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке К1:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{6110} \quad (51)$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{0,98}{0,04} \cdot 0,05 = 9,28 \text{ (кА)}$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$i_A = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ОВ}}}{T_a}} \quad (52)$$

где $T_{\text{ОВ}}$ – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

T_a – постоянная времени определяется по справочным данным.

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$i_A = \sqrt{2} \cdot 9,28 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,46 \text{ (кА)}$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$i_{\text{ВД}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (53)$$

$$i_{\text{ВД}} = \sqrt{2} \cdot 9,28 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 22,52 \text{ (кА)}$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется расчет теплового импульса от протекания токов короткого замыкания:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (T_{OB} + Ta)$$

T_{OB} – время отключения выключателя 110 кВ с учетом работы резервной защиты, в данном случае принимается 2,0 сек.

Для нашего случая

$$B_k = 9,28^2 \cdot (2,0 + 0,02) = 172,23 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Остальные данные по токам короткого замыкания определяются по аналогичным формулам, указаны в таблице 23.

Таблица 23 - Расчет токов КЗ на ПС Ромны

Расчетная точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	i_A (кА)	Ta	$i_{вд}$ (кА)	B_k (кА ² с)
№1	9,28	0,46	0,03	22,52	172,23
№2	6,12	0,19	0,03	10,65	74,91
№3	23,66	1,13	0,03	38,82	1120,3

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

7.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ с целью дальнейшей проверки ВЛ 10 кВ по термической стойкости к данным токам.

Расчетные точки короткого замыкания принимаем на шинах высокого напряжения ближайших к источнику питания ТП. Расчет проводим в именованных единицах. Для примера проводим расчет токов короткого замыкания на шинах ВН ТП 9-54, протяженность ВЛ от источника до ТП составляет 0,3 км проводником типа СИП-3 3×35. Схема замещения представлена на рисунке 15

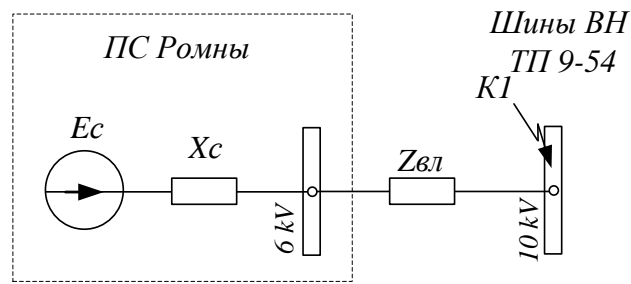


Рисунок 15 – Схема замещения участка сети

Активные и индуктивные сопротивления ВЛ [7]:

$$X_{вл} = x_0 \cdot L \quad (54)$$

$$R_{вл} = r_0 \cdot L \quad (55)$$

где x_0 , r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление ВЛ.

$$X_{вл} = 0,17 \cdot 0,3 = 0,05 \text{ (Ом)}$$

$$R_{вл} = 0,99 \cdot 0,3 = 0,3 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 10 кВ источника питания подстанции Ромны [7]:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (56)$$

где U_{cp} - напряжение среднего ряда.

$I_{кз}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции Ромны рассчитан далее.

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 23,66} = 0,26 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ на шинах ВН ТП 9-54

$$X_p = X_c + X_{\text{вл}} \quad (57)$$

$$X_p = 0,23 + 0,05 = 0,28 \text{ (Ом)}$$

$$R_p = R_{\text{вл}} = 0,3 \text{ (Ом)}$$

Определяем периодическую составляющую тока короткого замыкания по следующей формуле :

$$I_{\text{по}} = \frac{U_{\text{cp}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (58)$$

$$I_{\text{по}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,3^2 + 0,28^2}} = 8,77 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет постоянной времени для каждой точки КЗ [7]:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (59)$$

где ω - синхронная частота напряжения сети 314 рад/с.

$$T_a = \frac{0,28}{314 \cdot 0,3} = 0,003$$

Выполняем расчет теплового импульса, при этом время протекания тока короткого замыкания должно учитывать полное время отключения выключателя и время работы защиты с учетом ступеней селективности, принимается равным 0,6 сек:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (T_{\text{об}} + T_a) \quad (60)$$

где $T_{\text{об}}$ - полное время отключение выключателя сек.

$$B_k = 8,77^2 \cdot (0,6 + 0,003) = 46,14 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ на остальных ближайших ТП, результаты расчета сводим в таблицу 24.

Таблица 24 – Расчет токов КЗ и теплового импульса в системе электроснабжения 10 кВ села Ромны

Номер фидера	$I_{по}$ (кА)	B_k (кА ² с)
5	8,77	46,14
7	8,23	40,64
14	5,14	15,85
16	4,98	14,88

Таблица 25 – Расчет токов КЗ и теплового импульса в системе электроснабжения 10 кВ села Среднебелое

Номер фидера	$I_{по}$ (кА)	B_k (кА ² с)
2	3,56	7,6
17	3,16	5,99

Полученные данные далее будут необходимы при проверке выбранных ВЛ по термической стойкости к токам КЗ.

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110/35/10 КВ ПС РОМНЫ

В данной работе рассматривается реконструкция ПС Ромны с установкой современного оборудования, при этом в данном разделе будем выполнять соответствующие расчет и проверку принятого типа оборудования

Определяем максимальный рабочий ток РУ 110 кВ подстанции Ромны для выключателей (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы трансформаторов)

$$I_{.м} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тн.ом}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (61)$$

где $S_{\text{тн.ом}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{.м110} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,0 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для трансформаторных выключателей 35 кВ (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы)

$$I_{.м35} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 231,1 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для вводных выключателей 10 кВ (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы)

$$I_{.м6} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,5 \text{ (А)}$$

8.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (62)$$

$$I_{НОМ} \geq I_{м} \quad (63)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к} \quad (64)$$

где $I_{ТЕР}$ - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

$B_{к}$ - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq i_{уд} \quad (65)$$

где $I_{ПРСКВ}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{ДИН}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 26:

Таблица 26 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	73,0	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	9,28	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	22,52	$i_{ВКЛ} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	9,28	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Апериодическая составляющая $i_{АН}$ (кА)	12,45	0,46	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	22,52	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	172,23	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

8.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	630	231,1	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	10,65	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Апериодическая составляющая $i_{АН}$ (кА)	7,9	0,19	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	5000	74,91	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

8.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Первоначально проводим выбор КРУ 10 кВ, первоначально принимаем выключатель вакуумный VF-12 производства компании «Элтехника» (Санкт Петербург).

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 28:

Таблица 28 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	808,5	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	23,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	80	38,82	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	31,5	23,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Апериодическая составляющая $i_{АН}$ (кА)	13,36	1,15	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	38,82	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	1120,3	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

8.4 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей 110 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РПД-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки поворотный двух колонковый), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	73,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	22,52	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2790,5	172,23	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выбор разъединителей 35 кВ.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя –

ПРНЗ. Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	231,1	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	63	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1875	74,91	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к}$

Разъединители проходят по всем параметрам

8.5 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_{к} \quad (66)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{к} = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (67)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

$$r_{ПРОВ} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 10 кВ) (Ом):

$$r_{ПРОВ} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПР}}{I_2^2} \quad (68)$$

где $S_{ПР}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1\text{А}$.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс НЕВА СТ 411. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 31, 32, 33.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{ПП} = 1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПП}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ $S_{ПП} = 0,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПП}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{ПП} = 0,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПП}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,10} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 75 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	75	73,0	$I_{НОМ} \geq I_{М}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	126	22,52	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4
Термическая стойкость $I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА ² с)	13872	172,23	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$
Вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20	2,43	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 35.

Таблица 35 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	300	231,1	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость $I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА ² с)	7203	74,79	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$
Вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Принимаем трансформатора тока на стороне 10 кВ типа ТПЛК-10-1-1 с номинальным током первичной обмотки 1000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	808,5	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	38,82	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость $I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА ² с)	4800	1120,3	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$
Вторичная нагрузка Z2ном (Ом)	1,2	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Все трансформаторы тока прошли проверку

8.6 Выбор трансформаторов напряжения.

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

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (69)$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности (ВА);

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения (ВА).

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 37.

Таблица 37 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			32

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблиц 38 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка классе точности 0,5	400 ВА	32 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			44

Таблица 40 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка классе точности 0,5	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 44 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем. Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 10 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице.

Таблица 41 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	13	1
Счетчик РЭ			
Сумма			15

Таблица 42 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН	Расчетные данные	Условия выбора и проверки

Вторичная нагрузка классе точности 0,5	75 ВА	15 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$
--	-------	-------	---------------------

8.7 Выбор гибкой ошиновки 110 кВ.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС Ромны.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 73,0 А, принимаем провод для данного напряжения такой же марки как и питающая ВЛ АС 95/16 с максимально допустимым током 330 А.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными вне помещения.

Выполняем проверку на возникновение коронирующего разряда, разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (70)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость;

r_0 - радиус провода

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,74}} \right) = 33,48 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (71)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{0,74}} = 16,54 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

На поверхности провода будет отсутствовать корона, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$17,69 \leq 30,13$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки по короне его оставляем для монтажа.

8.8 Выбор гибкой ошиновки 35 кВ.

Для РУ 35 кВ применяем провода такие же как на отходящей ВЛ АС-120/19. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Расчетный ток СН составляет 231,1 А, при этом длительно допустимый для провода АС 120/19 составляет 390 А, следовательно шины проходят проверку

8.9 Выбор шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции Ромны, с учетом максимального рабочего тока на стороне 10 кВ 808,5 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100 × 8 мм (8 см²), длительно допустимы ток для данного сечения составляет 2680 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{1120,3}}{91} = 0,21 \text{ (см}^2\text{)} \quad (72)$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверка механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} \quad (73)$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{56,66}{8}}} = 0,98$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника, в данном случае 8 (см^2)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (74)$$

$$J = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \text{ (см}^2\text{)}$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Наибольшее усилие в материале шин:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \quad (75)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{38820^2}{0,4} = 453,29 \text{ (Н/м)}$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (76)$$

$$W = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \text{ (см}^3\text{)}$$

Напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (77)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{38820^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 39,15 \text{ (МПа)}$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа).

8.10 Выбор ОПН.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 43.

Таблица 43 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 44.

Таблица 44 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 45.

Таблица 45 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,25	23,24	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10 УХЛ1. Сравнение параметров приведено в таблице 46.

Таблица 46 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	7,47	6,86	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

9 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 10 КВ

9.1 Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость.

Проверка проводников сводится к сравнению термически стойкого сечения с фактическим по выражению [31]:

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (78)$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{c} \cdot 1000 \quad (79)$$

где B_{κ} - тепловой импульс, расчётная формула приведена выше.

c - температурный коэффициент для проводников СИП.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ Ромны – шины ВН ТП 9-54:

$$S_T = \frac{\sqrt{46,14}}{95} \cdot 1000 = 31,5 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (80)$$

$$31,5 \leq 35$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку. Далее проводим проверку остальных участков, результаты сводим в таблицу 47

Таблица 47 – Проверка ВЛ 10 кВ села Ромны по стойкости к токам КЗ

Фидер	B_{κ} (кА ² с)	S_T (мм ²)	$S_{\text{факт}}$ (мм ²)
5	46,14	31,5	35
7	40,64	30,2	35
14	15,85	20,18	35
16	14,88	19,5	35

Таблица 48 – Проверка ВЛ 10 кВ села Среднебелое по стойкости к токам КЗ

Фидер	B_k (кА ² с)	S_T (мм ²)	$S_{факт}$ (мм ²)
2	7,6	8,56	35
17	5,99	11,25	35

Все принятые сечения проходят проверку их оставляем для дальнейшей проверки по портере напряжения

9.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

В данном подразделе проводится расчет потери напряжения в наиболее удаленной точке сети каждого фидера, если потеря напряжения превысит предельное значение следовательно требуется увеличение сечения проводника.

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле [31]:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (81)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

L – длина участка линии, км.

Расчет проводим на примере участка ПС Ромны – ТП 9-54, определяем потерю напряжения на данном участке:

Потеря напряжения в участке ПС Ромны – ТП 9-54:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot 11,53 \cdot 0,3 \cdot (0,99 \cdot 0,96 + 0,17 \cdot 0,27) \cdot \frac{100}{10500} = 0,05 (\%)$$

Потеря напряжения в нормальном режиме работы не должна превышать 5%, в данном случае условие выполняется следовательно расчет окончен, для остальных фидеров проводим так же расчет для самой удаленной ТП, результаты сводим в таблицу 49

Таблица 49 – Расчет потерь напряжения в сети 10 кВ села Ромны

Фидер	ΔU (%)
5	0,05
7	4,15
14	2,28
16	3,03

Таблица 50 – Расчет потерь напряжения в сети 10 кВ села Среднебелое

Фидер	ΔU (%)
2	3,52
17	4,01

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен

10 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПОДСТАНЦИИ РОМНЫ

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельно стоящими молниеотводами. Высота молниеотвода на линейном портале и отдельно стоящего 110 кВ – 19 метров.

Эффективная высота молниеотвода [10]:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (82)$$

где h – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ (м)}$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (83)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ (м)}$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} \quad (84)$$

$$r_x = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 8,1 \text{ (м)}$$

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - \frac{25}{7} = 15,4 \text{ (м)} \quad (85)$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} \quad (86)$$

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{15,4 - 11}{1 + \frac{11}{15,4}} = 4,1 \text{ (м)}$$

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 51.

Таблица 51 – Параметры зон молниезащиты ПС Ромны

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
2 - 3	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
3 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
1 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
5 - 4	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
5 - 6	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1

11 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС Ромны 105×65 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (87)$$

$$S = (105 + 3) \cdot (65 + 3) = 5989 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (88)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (89)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{4,49^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

где - I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА)

T - предельное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (90)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (91)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_{nn} = 5 \text{ (м)}$

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3)$$

$$L_n = \frac{(105+3)}{5} \cdot (65+3) + \frac{(65+3)}{5} \cdot (105+3) = 2395,6 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (92)$$

$$m = \frac{2395,6}{2 \cdot \sqrt{5989}} = 15,47$$

Принимаем число ячеек: $m = 15$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (93)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{5989}}{15} = 5,15 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \quad (94)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{5989} \cdot (15+1) = 2476,4 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{5989}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,89 \quad (95)$$

Принимаем: $n_g = 22$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_g = 4$ (м)

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (96)$$

$$R_C = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{5989}} + \frac{1}{2476,4 + 4 \cdot 0,22} \right) = 0,442 \text{ (Ом)}$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (97)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5989}}{(21 + 320) \cdot (4,49 + 45)}} = 1,09$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H \quad (98)$$

$$R_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление не превышает максимального значения 0,5 Ом следовательно расчет проведен верно.

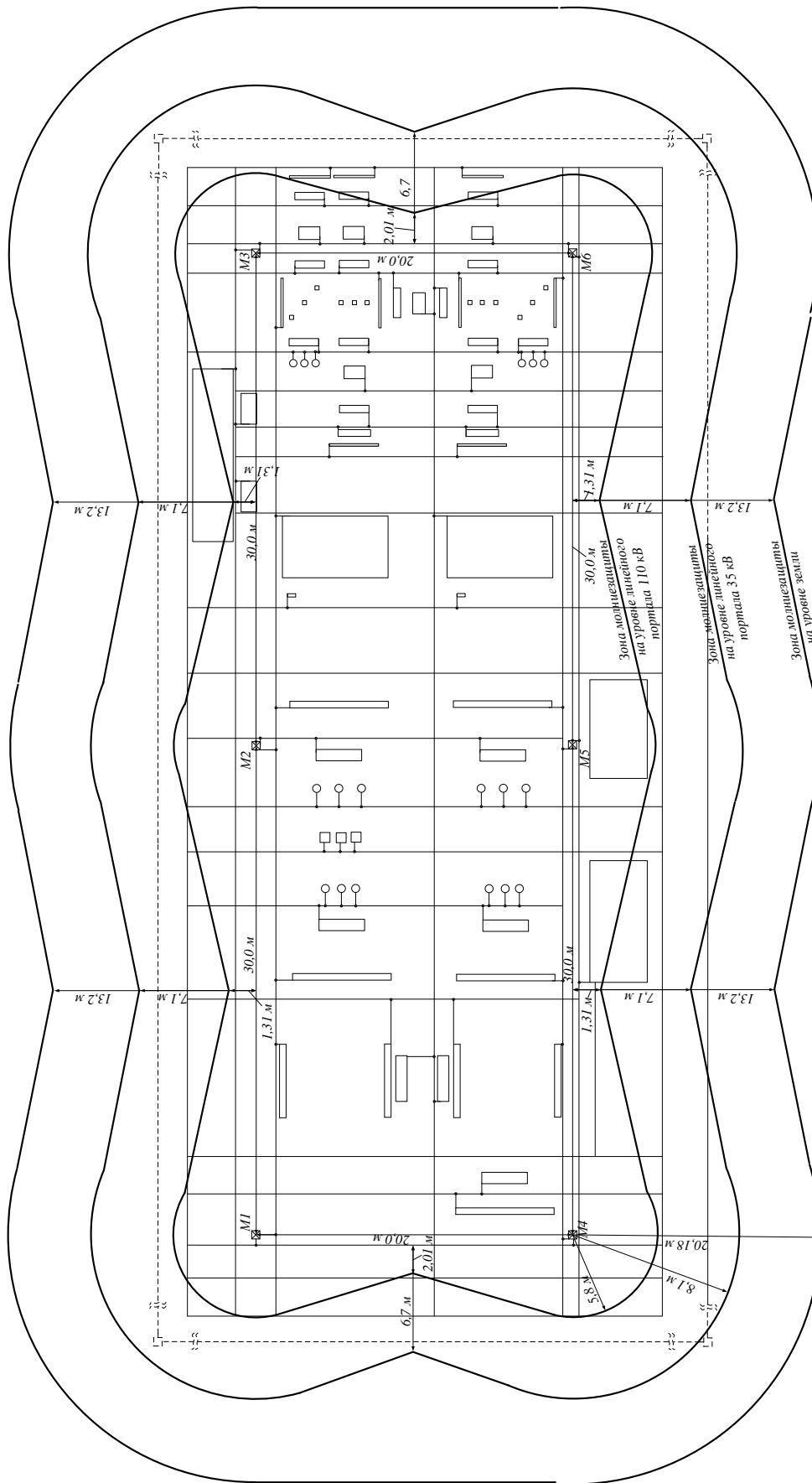


Рисунок 16 - Схема молниезащиты и заземления ПС Ромны

12 ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 КВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

На ПС Ромны в качестве устройств защиты силовых трехобмоточных трансформаторов применяются следующие типы:

- 1) Дифференциальная защита
- 2) Максимальная токовая защита
- 3) Защита от перегрузки

Проводим расчет основной защиты трех обмоточного трансформатора ТДТН 10000/110/35/6 Ромны

12.1 Дифференциальная защита.

В качестве терминала применим микропроцессорный Шкаф защит трансформатора ШЭ2607 ЭКРА

Выбираем коэффициенты трансформации [11]:

$$I_{1TT} \geq I_{TTH} \quad (99)$$

где I_{TTH} – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2III} = \frac{I_{THOM}}{K_{TA}} \quad (100)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{OTC} \cdot I_{HBP} \quad (101)$$

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (102)$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{PEГ}$ – относительная погрешность,

$\Delta f_{BЫP}$ – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (103)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (104)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (105)$$

Значения $I_{d\min*}$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3).

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{PEГ} + \Delta f_{BЫP} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{PEГ} + \Delta f_{BЫP}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 52:

Таблица 52 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
K_{TI}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T,расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (106)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

12.2 Защита от перегрузки.

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом [11]:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (107)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

$I_{ВНН}$ – номинальный ток на стороне высокого напряжения трансформатора;

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 52,48 = 68,89 \text{ (A)}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{68,89}{(75/5)} = 4,59 \text{ (A)} \quad (108)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

12.3 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ [11]:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (109)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

k_{CAM} – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 52,48 = 118,08 \text{ (A)}$$

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{C3}} \quad (110)$$

$$k_q = \frac{23,66 \cdot 10^3 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (10,5/115)}{118,08} = 15,84 \quad (111)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{118,08}{(75/5)} = 7,87 \text{ (A)}$$

12.4 Газовая защита.

На силовых трансформаторах ПС Ромны установлены газовые реле Бухгольца. Реле устанавливается между основным и расширительным баком и реагирует на такие нарушения, как газообразование, потери и усиление потока жидкого диэлектрика.

Газовые реле могут использоваться в установках под открытым небом и в помещениях. Разнообразие типов газовых реле «Бухгольца» обусловлено нормами и стандартами, а также специальными требованиями заказчиков.

13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ РОМНЫ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на модернизацию ПС Ромны с последующим расчетом эксплуатационных издержек, в расчет принимается замена распределительных устройств и постоянная часть при реконструкции ПС.

Определяем стоимость РУВН, СН, НН ПС Ромны [22]:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (112)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2023 год

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч110}$ - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$ - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч35}$ - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$ - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (2 \cdot 6,58 + 6 \cdot 1,88 + 12 \cdot 0,15) \cdot 22,21 \cdot 1,3 = 757,62 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (113)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 10,34 \cdot 22,21 \cdot 1,3 = 298,54 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Ромны:

$$K_{пс} = K_{пу} + K_{пост} = 757,62 + 298,54 = 1056,16 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{пс} \cdot \alpha_{ам} \quad (114)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$ - капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (115)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 1056,16 \cdot \frac{1}{20} = 52,81 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{экс} = \alpha_{экс.пс} \cdot K_{пс} \quad (116)$$

где $\alpha_{экс.пс} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС):

$$I_{экс} = 1056,16 \cdot 0,059 = 62,31 \text{ (млн. руб.)}$$

Расчет экономических показателей дал следующие результаты: необходимые капиталовложения в модернизацию ПС Ромны в частности замену распределительных устройств составили 1056,16 млн. руб., при этом отчисления на амортизацию в год составят 52,81 млн. руб. на ремонт и эксплуатацию 62,31 млн.руб.

14 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА РОМНЫ И СРЕДНЕБЕЛОЕ

Для выполнения расчета режимов работы сети в данной работе предполагается использовать программный комплекс RASTR WIN3.

Структурная схема электрической сети представлена на рисунках 13, 14.

В таблице 53, 54 представлены данные нагрузках в узлах сети, в таблиц 55, 56 данные по ветвям сети

Таблица 53 - Данные о нагрузках в узлах сети села Ромны (сторона ВН ТП).

Наименование ТП	Номер узла	Uном (кВ)	Pвн (МВт)	Qвн (МВАр)
ТП 9-54	2	10,0	0,19	0,05
ТП 9-38	33	10,0	0,13	0,03
ТП 9-58	99	10,0	0,09	0,02
ТП 9-59	101	10,0	0,03	0,02
ТП 9-60	44	10,0	0,50	0,21
ТП 9-117	11	10,0	0,49	0,23
ТП 9-122	15	10,0	0,42	0,11
ТП 9-116	55	10,0	0,36	0,14
ТП 9-120	141	10,0	0,32	0,12
ТП 9-118	66	10,0	0,60	0,17
ТП 9-123	131	10,0	0,63	0,17
ТП 9-99	77	10,0	0,52	0,14
ТП 9-113	8	10,0	0,23	0,06

Таблица 54 - Данные о нагрузках в узлах сети села Среднебелое (сторона ВН ТП).

Наименование ТП	Номер узла	Uном (кВ)	Pвн (МВт)	Qвн (МВАр)
ТП 17-2	4	10,0	0,40	0,12
ТП 17-9	33	10,0	0,37	0,10
ТП 17-6	8	10,0	0,03	0,02
ТП 17-5	77	10,0	0,32	0,12
ТП 17-21	5	10,0	0,18	0,13

Таблица 55 – Данные по ветвям сети села Ромны

Ветви	R (Ом)	X (Ом)
1-2	0,15	0,03
1-3	0,30	0,05
3-4	0,54	0,09
4-5	0,20	0,03
5-6	0,54	0,09
6-7	0,45	0,08
7-8	0,40	0,07
3-33	0,03	0,01
4-44	0,03	0,01
5-55	0,03	0,01
6-66	0,03	0,01
7-77	0,03	0,01
1-12	0,89	0,15
1-9	0,35	0,06
9-10	0,25	0,04
10-11	0,45	0,08
11-12	0,15	0,03
12-13	0,35	0,06
13-14	0,35	0,06
14-15	0,25	0,04
9-99	0,03	0,01
10-101	0,03	0,01
13-131	0,03	0,01
14-141	0,03	0,01

Таблица 56 – Данные по ветвям сети села Среднебелое

Ветви	R (Ом)	X (Ом)
1-2	4,21	0,72
1-5	5,10	0,88
2-6	0,74	0,13
5-6	0,15	0,03
6-7	0,20	0,03
7-8	0,20	0,03
3-33	0,05	0,01
7-77	0,05	0,01

2-3	0,30	0,05
3-4	0,30	0,05

РУ 10 кВ ПС Ромны

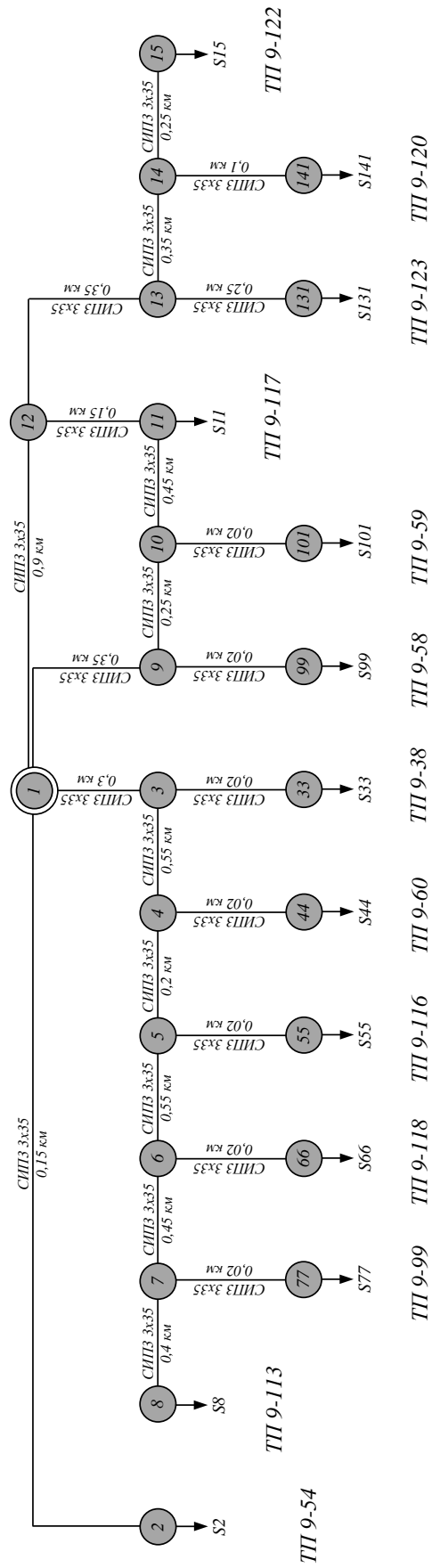


Рисунок 17 – Структурная схема системы электроснабжения села Ромны

РУ 10 кВ ПС Среднебелое

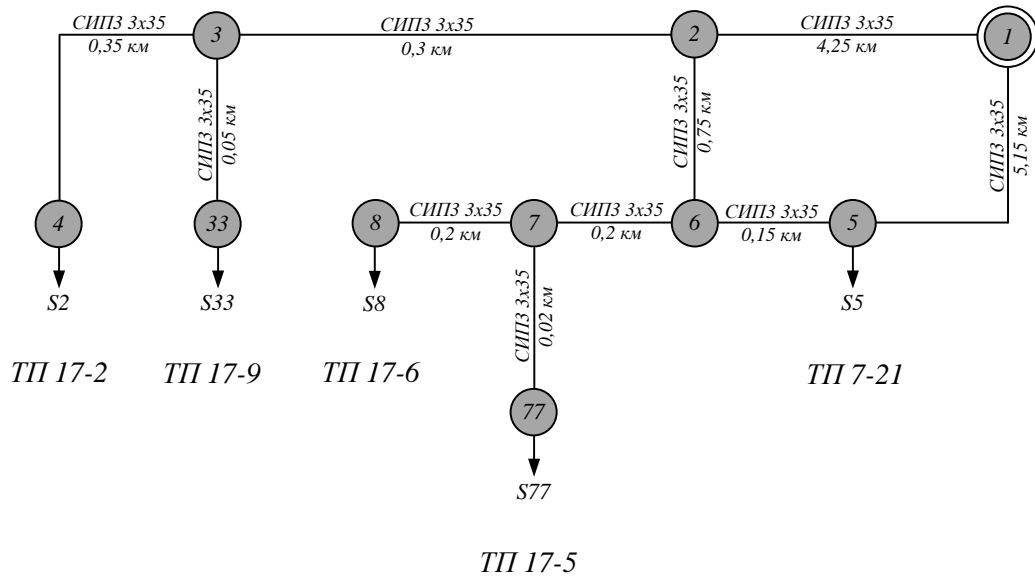


Рисунок 18 – Структурная схема системы электроснабжения села Среднебелое

14.1 Расчет нормального режима работы

Данные по нормальному режиму работы приведены в таблицах

Таблица 57 – Данные по загрузке ВЛ сети села Ромны

Ннач	Нкон	Инач (А)	Икон (А)	Идоп (А)	Загрузка (%)
1	2	3	4	5	6
1	2	10,31	10,31	200	5,16
1	3	97,19	97,19	200	48,60
3	4	105,42	105,42	200	52,71
4	5	93,39	93,39	200	46,70
5	6	78,72	78,72	200	39,36
6	7	44,85	44,85	200	22,42
7	8	13,44	13,44	200	6,72
3	33	7,44	7,44	200	3,72
4	44	28,49	28,49	200	14,24
5	55	23,70	23,70	200	11,85
6	66	33,77	33,77	200	16,88
7	77	28,85	28,85	200	14,43

1	12	39,78	39,78	200	19,89
---	----	-------	-------	-----	-------

Продолжение таблицы 57

1	2	3	4	5	6
1	9	14,38	14,38	200	7,19
9	10	25,57	25,57	200	12,79
10	11	49,50	49,50	200	24,75
11	12	21,19	21,19	200	10,60
12	13	64,73	64,73	200	32,37
13	14	31,58	31,58	200	15,79
14	15	21,73	21,73	200	10,86
9	99	7,40	7,40	200	3,70
10	101	7,38	7,38	200	3,69
13	131	33,29	33,29	200	16,64
14	141	16,65	16,65	200	8,33

Таблица 58 – Данные по узлам сети села Ромны

Ннач	Нкон	Унач (кВ)	Укон (кВ)	Потребя (%)
1	2	11,00	11,00	0,02
1	3	11,00	10,95	0,44
3	4	10,95	10,86	0,95
4	5	10,86	10,83	0,31
5	6	10,83	10,75	0,72
6	7	10,75	10,72	0,34
7	8	10,72	10,71	0,09
3	33	10,95	10,95	0,00
4	44	10,86	10,85	0,02
5	55	10,83	10,82	0,01
6	66	10,75	10,75	0,02
7	77	10,72	10,72	0,02
1	12	11,00	10,94	0,54
1	9	11,00	11,00	0,04
9	10	11,00	10,99	0,10
10	11	10,99	10,95	0,39
11	12	10,95	10,94	0,06
12	13	10,94	10,90	0,39
13	14	10,90	10,88	0,19
14	15	10,88	10,87	0,09
9	99	11,00	11,00	0,00
10	101	10,99	10,98	0,00
13	131	10,90	10,90	0,02
14	141	10,88	10,88	0,01

Таблица 59 – Данные по загрузке ВЛ сети села Среднебелое

Ннач	Нкон	Инач (А)	Икон (А)	Идоп (А)	Загрузка (%)
1	2	128,13	128,13	200	64,06
1	5	102,87	102,87	200	51,44
2	6	8,18	8,18	200	4,09
5	6	90,62	90,62	200	45,31
6	7	69,54	69,54	200	34,77
7	8	8,15	8,15	200	4,07
3	33	23,71	23,71	200	11,85
7	77	19,68	19,68	200	9,84
2	3	96,13	96,13	200	48,07

Таблица 60 – Данные по узлам сети села Среднебелое

Ннач	Нкон	Унач (кВ)	Укон (кВ)	Потребя (%)
1	2	11,00	10,05	8,61
1	5	11,00	10,08	8,38
2	6	10,05	10,05	0,02
5	6	10,08	10,05	0,24
6	7	10,05	10,03	0,24
7	8	10,03	10,03	0,02
3	33	10,05	10,04	0,02
7	77	10,03	10,03	0,02
2	3	10,05	10,05	0,06
1	2	10,05	10,03	0,12

Расчет нормального режима работы сети показывает что токи в сечениях не превышают длительно допустимого значения для выбранной марки провода, отклонения напряжения в узлах нагрузки не превышают 5%, далее проводим расчет послеаварийных режимов работы сети

14.2 Расчет послеаварийного режима работы

Данные по нормальному режиму работы приведены в таблицах

Таблица 61 – Данные по загрузке ВЛ сети села Ромны при отключении фидера 14

Ннач	Нкон	Инач (А)	Икон (А)	Идоп (А)	Загрузка (%)
1	2	10,31	10,31	200	5,16
1	3	97,19	97,19	200	48,60
3	4	105,42	105,42	200	52,71
4	5	93,39	93,39	200	46,70
5	6	78,72	78,72	200	39,36
6	7	44,85	44,85	200	22,42
7	8	13,44	13,44	200	6,72
3	33	7,44	7,44	200	3,72
4	44	28,49	28,49	200	14,24
5	55	23,70	23,70	200	11,85
6	66	33,77	33,77	200	16,88
7	77	28,85	28,85	200	14,43
1	12	0,00	0,00	200	0,00
1	9	81,69	81,69	200	40,84
9	10	93,08	93,08	200	46,54
10	11	110,90	110,90	200	55,45
11	12	84,38	84,38	200	42,19
12	13	84,62	84,62	200	42,31
13	14	40,68	40,68	200	20,34
14	15	22,08	22,08	200	11,04
9	99	7,43	7,43	200	3,71
10	101	7,43	7,43	200	3,72
13	131	33,77	33,77	200	16,88
14	141	16,92	16,92	200	8,46

Таблица 62 – Данные по узлам сети села Ромны при отключении фидера 14

Ннач	Нкон	Унач (кВ)	Укон (кВ)	Потребя (%)
1	2	3	4	5
1	2	11,00	11,00	0,02
1	3	11,00	10,95	0,44
3	4	10,95	10,86	0,95
4	5	10,86	10,83	0,31
5	6	10,83	10,75	0,72
6	7	10,75	10,72	0,34
7	8	10,72	10,71	0,09
3	33	10,95	10,95	0,00
4	44	10,86	10,85	0,02
5	55	10,83	10,82	0,01
6	66	10,75	10,75	0,02

Продолжение таблицы 62

1	2	3	4	5
7	77	10,72	10,72	0,02
1	12	0,00	0,00	0,00
1	9	11,00	10,95	0,43
9	10	10,95	10,91	0,39
10	11	10,91	10,83	0,86
11	12	10,83	10,81	0,22
12	13	10,81	10,75	0,52
13	14	10,75	10,73	0,25
14	15	10,73	10,72	0,10
9	99	10,95	10,95	0,00
10	101	10,91	10,91	0,00
13	131	10,75	10,75	0,02
14	141	10,73	10,73	0,01

Таблица 63 – Данные по загрузке ВЛ сети села Среднебелое при отключении фидера 17

Ннач	Нкон	Инач (А)	Икон (А)	Идоп (А)	Загрузка (%)
1	2	0,00	0,00	200	0,00
1	5	104,59	104,59	200	52,29
2	6	36,04	36,04	200	18,02
5	6	87,90	87,90	200	43,95
6	7	48,07	48,07	200	24,04
7	8	8,15	8,15	200	4,07
3	33	23,83	23,83	200	11,92
7	77	19,69	19,69	200	9,85
2	3	39,50	39,50	200	19,75

Таблица 64 – Данные по узлам сети села Среднебелое при отключении фидера 17

Ннач	Нкон	Унач (кВ)	Укон (кВ)	Потреля (%)
1	2	0,00	0,00	0,00
1	5	11,00	10,06	8,52
2	6	9,99	10,04	-0,47
5	6	10,06	10,04	0,23
6	7	10,04	10,02	0,17
7	8	10,02	10,02	0,02
3	33	9,99	9,99	0,02
7	77	10,02	10,02	0,02
2	3	9,99	9,99	0,03
1	2	9,99	9,98	0,13

Расчет послеаварийного режима работы сети показывает что токи в сечениях не превышают длительно допустимого значения для выбранной марки провода, отклонения напряжения в узлах нагрузки не превышают 5%.

15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе при решении комплексной задачи проведена реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ села Ромны и села Среднебелое которые получают питание от ПС Среднебелая и ПС Ромны соответственно. В представленной работе разработан оптимальный вариант реконструкции с заменой всего основного электротехнического оборудования на линиях электропередачи, в трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, но также и на источнике питания ПС Ромны 110/35/10 кВ, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное.

15.1 Безопасность

Безопасность при работах в распределительных устройствах

При выполнении работы на выкатной тележке выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо выкатить ее в ремонтное положение, при этом шторки отсека в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок, вывешен соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать, вывешен плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок.

Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях.

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии, если это расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями и также заперты на замок.

Безопасность при работах на силовых трансформаторах

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы. При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентируемое время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.

Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

15.2 Экологичность

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

Воздействие на атмосферный воздух

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;

- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;

- сварочное оборудование;

- окраска;

- заправка топливных баков;

- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,

- проведением земляных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового

и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух

Этап строительства

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;
- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;
- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.
- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

В представленной выпускной квалификационной работе при проектировании ПС Ромны особое внимание уделяется сохранению окружающей среды, благодаря использованию современных изоляционных материалов на ПС минимизировано количество маслonaполненного оборудования, которое создает угрозу загрязнения окружающей среды при различного рода повреждениях. Использование малогабаритного оборудования так же играет важную роль при проектировании ПС Ромны т.к. для реализации проекта требуется значительно меньшая площадь отвода земли под расположение оборудования. Для снижения уровня шумов в работе предусматривается расположение проектируемого объекта ПС Ромны на максимально возможном расстоянии от жилой застройки.

Расчет маслоприемника трансформатора

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции Ромны при реконструкции устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТН 10000/110/35/10 с размерами (м) 6,4×3,7×5,5 и массой масла 15,0 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [15].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [15].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [15].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [3]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (117)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 6,2 тонны.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{15,0}{0,88} = 17,05 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [3]:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (118)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (6,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,7 + 2 \cdot 1,5) = 62,98 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [21]:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (119)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{он}} = (6,4 + 3,7) \cdot 2 \cdot 5,5 = 111,1 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [3]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} \quad (120)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (62,98 + 111,1) \cdot 10^{-3} = 62,67 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [3]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (121)$$

$$V_{mmH_2O} = 17,05 + 0,8 \cdot 62,67 = 67,18 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH2O}

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH2O}}{S_{mn}} \quad (122)$$

$$H_{mn} = \frac{67,18}{62,98} = 1,07 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [15]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [15]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [15]:

$$H_{nmm} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (123)$$

$$H_{nmm} = 1,07 + 0,05 + 0,25 = 1,37 \text{ (м)}$$

15.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах

электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Чрезвычайные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения чрезвычайных ситуаций: короткие замыкания в электроустановках, удары молнии в электрооборудование ПС Ромны, ошибочные действия оперативного персонала при выполнении переключений в электроустановках так же могут привести к возникновению аварийной ситуации

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации:

- для исключения возможности возникновения коротких замыканий в электроустановках ПС Ромны - в данной работе предполагается использование современного оборудования с использованием элегазовой и вакуумной изоляции, что в значительной степени снижает риск короткого замыкания, периодические осмотры оборудования на ПС Ромны оперативным персоналом на предмет выявления различного рода замечаний и дефектов и своевременного их устранения так же в значительной степени снижают риск возникновения короткого замыкания. Своевременный вывод в ремонт оборудования так же в значительной степени влияет на его надежную работу.

- для защиты оборудования ПС Ромны от ударов молнии в данной работе выполнен расчет молниезащиты и заземления. Данный расчет выполнен с

соблюдением всех норм и правил и, следовательно, оборудование с высокой долей вероятности будет защищено от погодных условий.

- для исключения возникновения чрезвычайной ситуации вследствие ошибочных действий оперативного персонала на ПС Ромны предусматривается значительного количества блокировочных устройств включая ключи электромагнитной блокировки которые в свою очередь позволяют исключить ошибочные действия при переключениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе при решении комплексной задачи была проведена реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ села Ромны и села Среднебелое которые получают питание от ПС Среднебелая и ПС Ромны соответственно. В представленной работе разработан оптимальный вариант реконструкции с заменой всего основного электротехнического оборудования на линиях электропередачи и в трансформаторных подстанциях, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное. В ходе выполнения работы было решено значительное количество технических и экономических задач, так же приведены основные требования в области техники безопасности, охраны труда при строительно - монтажных работах и эксплуатации электротехнического оборудования

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
2. Атабеков, Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей / Г.И. Атабеков. - М.: ЁЁ Медиа, 2011. - 797 с.
3. Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. - 90 с.
4. Графкина, М.В. Охрана труда: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования/ М.В. Графкина. - Москва: издательский центр «Академия», 2018. - 176 с.
5. Дорохин, Е. Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Книга 2. Оперативное обслуживание устройств РЗА и вторичных цепей / Е.Г. Дорохин. - М.: Советская Кубань, 2012. - 432 с.
6. Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: Учебник / Э.А. Киреева. - М.: Академия, 2018. - 224 с.
7. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. - М.: ИЦ Академия, 2013. - 320 с.
8. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
10. Ларионов, Н.М. Промышленная экология: Учебник для бакалавров / Н.М. Ларионов, А.С. Рябышенков. - Люберцы: Юрайт, 2015. - 495 с.
11. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации и технологической связи в ЕЭС России. - М.: Энергия, 2014. - 350 с.

12. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
13. Положение о единой технической политике в электросетевом комплексе. – М.: . 2013.
14. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – Москва: ИНФРА-М, 2017. - 130 с.
15. Правила устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 1168 с.
16. Проектирование систем энергообеспечения: учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2010.
17. РД 153.-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: / Под ред. . – Изд-во НЦ ЭНАС.
18. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2013. - 328 с.
19. Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.
20. Собственные нужды подстанций. Источники бесперебойного питания / – Новости электротехники, № 6 (72), 2011.
21. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. . – М.: Изд-во ЭНАС, 2008.
22. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10–750 кВ. – М.: ЕЭС», 2008.
23. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. – М.: ЕЭС», 2008.
24. Суворин, А.В. Современный справочник электрика/ А.В. Суворин. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2016. – 517 с.

25. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. – Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. – М.: Тяжпромэлектропроект», 2003.

26. Цыпкин, Я. З. Релейные автоматические системы / Я.З. Цыпкин. - М.: Главная редакция физико-математической литературы издательства "Наука", 2017. - 576 с.

27. Чернобровов, Н.В. Релейная защита / Н.В. Чернобровов. - М.: Книга по Требованию, 2013. - 624 с.

28. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов: учеб. пособие/ В.П. Шеховцов. - 2-е изд. - Москва : ФОРУМ: ИНФРА-М, 2019. - 352 с.

29. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.

30. Электробезопасность при эксплуатации электроустановок промышленных предприятий: учебник / , – М.: ИЦ Академия, Москва, 2007.

31. Электротехнический справочник: В 4 т. Электротехнические изделия и устройства / Под общей ред. и др. — 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2008.

32. Энергетика и экологическая безопасность / В. И. Русан. — Минск : Энергопресс, 2016. — 439 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нагрузок фидеров 0,4 кВ

Расчет нагрузок на каждом фидере ТП села Ромны

Фидер	Расчётная активная мощность (кВт)	Расчётная реактивная мощность (кВАр)	Расчётная полная мощность (кВА)
ТП 9-54			
1	207,4	41,48	211,51
2	1,2	0,3	1,24
ТП 9-38			
1	138,8	28,41	141,68
2	1,6	0,3	1,63
ТП 9-58			
1	98,7	19,74	100,66
2	2,0	0,3	2,02
ТП 9-59			
1	25,0	16,0	29,68
ТП 9-60			
1	71,5	14,3	72,9
2	142,9	119,2	186,07
3	164,8	33,46	168,16
4	163,8	32,76	167,04
5	1,6	0,3	1,63
ТП 9-117			
1	97,79	73,09	122,09
2	97,79	73,09	122,09
3	79,4	19,79	81,83
4	116,85	24,86	119,46
5	145,7	29,4	148,58
6	1,0	0,3	1,04
ТП 9-122			
1	128,7	25,74	131,25
2	81,2	16,24	82,81
3	148,2	29,64	151,13
4	95,5	20,1	97,59
ТП 9-116			
1	52,5	49,5	72,15
2	197,4	52,97	204,38
3	141,8	28,86	144,71
4	2,0	0,3	2,02
ТП 9-120			
1	228,2	85,35	243,63
2	114,05	24,34	116,62

3	1,6	0,24	2,34
ТП 9-118			
1	148,2	29,64	218,14
2	174,8	48,83	181,49
3	168,1	33,63	171,42
4	161,3	34,25	164,89
5	1,8	0,27	1,82
ТП 9-123			
1	117,5	23,5	119,82
2	254,1	58,19	260,67
3	131,6	26,32	134,21
4	179,9	36,98	183,66
5	1,0	0,3	1,04
ТП 9-99			
1	141,0	28,2	143,79
2	131,6	26,32	134,21
3	136,5	27,3	139,21
4	157,5	42,47	163,13
5	1,8	0,54	1,88
ТП 9-113			
1	137,4	28,38	140,3
2	111,4	25,53	114,28
3	1,2	0,36	1,25

Расчет нагрузок на каждом фидере ТП села Среднебелое

Фидер	Расчётная активная мощность (кВт)	Расчётная реактивная мощность (кВАр)	Расчётная полная мощность (кВА)
ТП 17-2			
1	169,1	54,44	177,64
2	122,2	24,44	124,62
3	139,3	28,76	142,232
4	3,0	0,9	3,13
ТП 17-9			
1	145,3	29,56	148,27
2	152,1	30,42	155,11
3	107,1	29,35	111,05
4	4,0	1,2	4,17
ТП 17-6			
1	27,0	16,8	31,8
ТП 17-5			
1	199,5	82,95	216,06
2	144,0	28,8	146,85

3	2,0	0,6	2,08
ТП 17-21			
1	77,79	58,09	97,89
2	77,79	58,09	97,89
3	34,0	14,62	37,01
4	6,0	4,2	7,32
5	1,6	0,48	1,67

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Выбор проводников 0,4 кВ

Выбор проводников 0,4 кВ села Ромны

Фидер	Расчетный ток (А)	Сечение принятого проводника	Длительный ток (А)
ТП 9-54			
1	299,65	3×95+1×95	300
2	1,79	3×16+1×25	100
ТП 9-38			
1	204,74	3×70+1×50	240
2	2,36	3×16+1×25	100
ТП 9-58			
1	145,46	3×35+1×25	160
2	2,92	3×16+1×25	100
ТП 9-59			
1	42,89	3×16+1×25	100
ТП 9-60			
1	105,35	3×25+1×25	130
2	268,89	3×95+1×95	300
3	243,01	3×95+1×95	300
4	241,39	3×95+1×95	300
5	2,36	3×16+1×25	100
ТП 9-117			
1	176,43	3×50+1×35	195
2	176,43	3×50+1×35	195
3	118,25	3×25+1×25	130
4	172,63	3×50+1×35	195
5	214,71	3×70+1×50	240
6	1,50	3×16+1×25	100
ТП 9-122			
1	189,67	3×50+1×35	195
2	119,67	3×25+1×25	130
3	218,40	3×70+1×50	240
4	141,03	3×35+1×25	160
ТП 9-116			
1	104,26	3×25+1×25	130
2	295,35	3×95+1×95	300
3	209,12	3×70+1×50	240
4	2,92	3×16+1×25	100
ТП 9-120			
1	288,07	3×95+1×95	300
2	168,53	3×50+1×35	195

3	3,38	3×16+1×25	100
ТП 9-118			
1	295,23	3×95+1×95	300
2	262,27	3×95+1×95	300
3	247,72	3×95+1×95	300
4	237,99	3×70+1×50	240
5	2,63	3×16+1×25	100
ТП 9-123			
1	173,15	3×50+1×35	195
2	284,69	3×95+1×95	300
3	193,95	3×50+1×35	195
4	265,40	3×95+1×95	300
5	1,50	3×16+1×25	100
ТП 9-99			
1	207,79	3×70+1×50	240
2	193,95	3×50+1×35	195
3	201,17	3×70+1×50	240
4	235,74	3×70+1×50	240
5	2,72	3×16+1×25	100
ТП 9-113			
1	202,75	3×70+1×50	240
2	165,14	3×50+1×35	195
3	1,81	3×16+1×25	100

Выбор проводников 0,4 кВ села Среднебелое

Фидер	Расчётная активная мощность (кВт)	Расчётная реактивная мощность (кВАр)	Расчётная полная мощность (кВА)
ТП 17-2			
1	256,71	3×95+1×95	300
2	180,09	3×50+1×35	195
3	205,54	3×70+1×50	240
4	4,52	3×16+1×25	100
ТП 17-9			
1	214,26	3×70+1×50	240
2	224,15	3×70+1×50	240
3	160,48	3×50+1×35	195
4	6,03	3×16+1×25	100
ТП 17-6			
1	45,95	3×16+1×25	100
ТП 17-5			
1	292,23	3×95+1×95	300
2	212,21	3×70+1×50	240

3	3,01	$3 \times 16 + 1 \times 25$	100
ТП 17-21			
1	141,46	$3 \times 35 + 1 \times 25$	160
2	141,46	$3 \times 35 + 1 \times 25$	160
3	53,48	$3 \times 16 + 1 \times 25$	100
4	10,58	$3 \times 16 + 1 \times 25$	100
5	2,41	$3 \times 16 + 1 \times 25$	100

ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет нагрузок на стороне НН ТП

Расчет нагрузок НН существующих ТП села Ромны

Номер ТП	$P_{НН}$ (кВт)	$Q_{НН}$ (кВАр)	$S_{НН}$ (кВА)
ТП 9-54	186,66	37,33	190,36
ТП 9-38	126,36	25,84	128,98
ТП 9-58	90,63	18,04	92,41
ТП 9-59	25,00	16,00	29,68
ТП 9-60	490,14	180,02	536,22
ТП 9-117	484,68	198,48	535,58
ТП 9-122	408,24	82,55	416,50
ТП 9-116	354,33	118,47	380,93
ТП 9-120	309,47	98,94	326,33
ТП 9-118	588,78	131,96	663,98
ТП 9-123	615,69	130,76	629,46
ТП 9-99	511,56	112,35	524,00
ТП 9-113	225,00	48,84	230,25

Расчет нагрузок НН существующих ТП села Среднебелое

Номер ТП	$P_{НН}$ (кВт)	$Q_{НН}$ (кВАр)	$S_{НН}$ (кВА)
ТП 17-2	390,24	97,69	402,86
ТП 17-9	367,65	81,48	376,74
ТП 17-6	27,00	16,80	31,80
ТП 17-5	310,95	101,12	328,49
ТП 17-21	177,46	121,93	217,60

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет компенсирующих устройств ТП

Расчет компенсирующих устройств ТП села Ромны

Номер ТП		$Q_{ТПП}$ (кВАр)	Q_K (кВАр)	Установка КУ
ТП 9-54		37,33	-18,67	Не требуется
ТП 9-38		25,84	-12,07	Не требуется
ТП 9-58		18,04	-9,15	Не требуется
ТП 9-59		16	8,50	Не требуется
ТП 9-60		180,02	32,98	Не требуется
ТП 9-117		198,48	43,08	Не требуется
ТП 9-122		82,55	-39,92	Не требуется
ТП 9-116		118,47	12,17	Не требуется
ТП 9-120		98,94	6,10	Не требуется
ТП 9-118		131,96	-44,67	Не требуется
ТП 9-123		130,76	-53,95	Не требуется
ТП 9-99		112,35	-41,12	Не требуется
ТП 9-113		48,84	-18,66	Не требуется

Расчет компенсирующих устройств ТП села Среднебелое

Номер ТП	$Q_{ТПП}$ (кВАр)	Q_K (кВАр)	Установка КУ
ТП 17-2	97,69	-19,38	Не требуется
ТП 17-9	81,48	-28,82	Не требуется
ТП 17-6	16,8	8,70	Не требуется
ТП 17-5	101,12	7,84	Не требуется
ТП 17-21	121,93	38,69	Не требуется

