

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
« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка Амурской области

Исполнитель
студент группы 842-узб

подпись, дата

Д.А. Диденко

Руководитель
профессор,
канд.техн.наук, доцент

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Д.А. Диденко

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка Амурской области

(утверждена приказом от _____.2022г. № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: схема сетей 0,4-10 кВ села Некрасовка, однолинейная схема ПС «Некрасовка», контрольный замер в электрических сетях за 2021 год, схема и план развития Амурской области на период до 2030 года.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика района реконструкции, реконструкция низковольтного электроснабжения, реконструкция системы электроснабжения 10 кВ, расчёт электрических нагрузок на подстанции «Некрасовка», компенсация реактивной мощности, выбор номинального напряжения и сечения питающей линии, реконструкция подстанции «Некрасовка», релейная защита и автоматика, молниезащита и заземление подстанции Некрасовка, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): карта-схема электрической сети 0,4 кВ, прокладка электрических сетей 10 кВ вариант 1 и 2, однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ «Некрасовка», однолинейная схема электроснабжения 10 кВ, защита линий 10 кв от пс некрасовка на микропроцессорных блоках, молниезащита и заземление подстанции 110/35/10 кВ «Некрасовка».

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 125 с, 43 таблицы, 18 рисунков, 29 источников.

РАЙОН РЕКОНСТРУКЦИИ, ПРОЕКТИРУЕМАЯ СЕТЬ, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПОТЕРЯ НАПРЯЖЕНИЯ, СРЕДСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД, ФИДЕР, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, ДОПУСТИМЫЕ НОРМЫ.

Износ электрических сетей 0,4-10 кВ села Некрасовка приводит к большим потерям электроэнергии в них. В данной работе ставится цель – реконструкция системы электроснабжения 0,4-10 кВ села Некрасовка Белогорского района.. В результате рассчитаны нагрузки потребителей, параметры линий 0,4-10 кВ, выбраны и проверены аппараты 0,4-10 кВ, проведена замена оборудования на стороне 10 и 110 кВ ПС «Некрасовка».

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района реконструкции	9
1.1 Климатическая и географическая характеристика района	9
1.2 Характеристика источников питания Белогорского района	10
1.3 Анализ существующей схемы электроснабжения 110-10 кВ	11
1.4 Анализ потребителей района реконструкции	14
2 Реконструкция низковольтного электроснабжения	16
2.1 Нагрузки потребителей 0,4 кВ	16
2.2 Нагрузка уличного освещения	18
2.3 Расчёт электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	18
2.4 Выбор и проверка проводников распределительной сети 0,4 кВ	23
2.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций	28
2.6 Количество трансформаторов на трансформаторных подстанциях	30
2.7 Определение потерь мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ	31
2.8 Тип и конструкция трансформаторных подстанций	33
2.9 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ	34
2.10 Выбор и проверка аппаратов в сети 0,4 кВ	38
2.10.1 Выбор предохранителей защиты трансформаторов 10/0,4 кВ	38
2.10.2 Выбор автоматических выключателей для защиты линий 0,4 кВ	40
2.10.3 Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ	43
2.10.4 Выбор выключателей нагрузки	44
3 Реконструкция системы электроснабжения 10 кВ	47
3.1 Определение приведенной нагрузки трансформаторных подстанций	47
3.2 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ	47
3.3 Определение суммарной нагрузки на шинах подстанции «Некрасовка»	48
3.4 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	50

3.5 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов короткого замыкания	54
3.6 Проверка на допустимую потерю напряжения	55
3.7 Выбор варианта сети 10 кВ	55
4 Расчёт электрических нагрузок на подстанции «Некрасовка»	58
5 Компенсация реактивной мощности	61
6 Выбор номинального напряжения и сечения питающей линии	62
7 Реконструкция подстанции «Некрасовка»	64
7.1 Выбор мощности силовых трансформаторов 110/35/10 кВ	64
7.2 Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Некрасовка»	65
7.3 Выбор выключателей	71
7.4 Выбор разъединителей	77
7.5 Выбор трансформаторов тока	78
7.6 Выбор трансформатора напряжения	85
7.7 Выбор ячейки комплектного распределительного устройства	87
7.8 Выбор жестких шин	89
7.9 Выбор изоляторов	92
8 Релейная защита и автоматика	94
8.1 Токовая отсечка	94
8.2 Максимальная токовая защита	96
8.3 Защита от однофазных замыканий на землю	97
9 Молниезащита и заземление подстанции Некрасовка	100
9.1 Заземление	100
9.2 Молниезащита	104
9.3 Выбор ограничителей перенапряжений	108
10 Безопасность и экологичность	111
10.1 Безопасность	111
10.2 Экологичность	115
10.3 Чрезвычайные ситуации	118
Заключение	122
Библиографический список	123

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ - воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ - кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

РЗ - релейная защита;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

СИП – самонесущий изолированный провод;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТО – токовая отсечка.

ВВЕДЕНИЕ

Техническое состояние системы электроснабжения села Некрасовка неудовлетворительное с точки зрения эффективности функционирования, что выражено высокой величиной в процентном отношении износа оборудования. За счёт снижения надёжности сетей 10 кВ наблюдаются частые отключения потребителей и как следствие снижение качества электроэнергии. Перспективы развития Амурской области на 2025-2030 год указаны в Схеме территориального планирования Амурской области и предполагают увеличение посевной площади за счёт неиспользуемой пашни и увеличение поголовья скота в рассматриваемом районе проектирования. Развитие территорий в рассматриваемом районе проектирования повлечёт за собой необходимость обеспечения темпов развития в том числе в направлении обеспечения инженерной инфраструктуры. Готовность к развитию системы электроснабжения села Некрасовка на период 2025-2030 год зависит от текущего технического состояния электросетевого комплекса, состава оборудования, его загруженности, степени износа, [1].

Актуальность выполнения данной выпускной квалификационной работы состоит в предложении современных электротехнических изделий для модернизации системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка Амурской области в рамках технической политики ПАО РусГидро.

Вопросы импортозамещения решены в объёме поставок рассматриваемого оборудования согласно материалам библиографического списка данной работы, все использованные электротехнические решения обладают сертификатами соответствия и не подпадают под санкционные ограничения изделий и комплектующих.

В выбранном для проектирования сельскохозяйственном районе, включающем село Некрасовка необходимо провести реконструкцию сетей 0,4-10 кВ.

Цель реконструкции:

- замена деревянных опор на железобетонные,
- замена провода марки А, АС на изолированный марки СИП-2А,

- замена и оптимальная загрузка ТП позволит увеличить срок службы оборудования,

- повысить пропускную способность ВЛ 0,4-10 кВ,

- снизить коммерческие потери,

- повысить качество электроэнергии,

- снизить эксплуатационные затраты, затраты на ремонт, повысить безопасность работ, упростить проведение ремонтов за счёт применения современного оборудования – проводов СИП, комплектных ТП, вакуумных выключателей ВВТел, современного оборудования в РУ-110 кВ ПС «Некрасовка».

Решаемые задачи в проекте:

1. Характеристика района проектирования, существующих сетей 10 кВ,
2. Расчёт нагрузок бытовых потребителей,
3. Расчёт токов КЗ в сети 0,4-10 кВ, на ПС «Некрасовка»,
4. Выбор и проверка аппаратов в сети 0,4-10 кВ,
5. Расчет надёжности ПС «Некрасовка»,
6. Выбор уставок срабатывания средств РЗА в сети 10 кВ и на ПС «Некрасовка»,
7. Расчёт молниезащиты и заземления ПС «Некрасовка»,

Практическая значимость проекта заключается в том, что принимаемые в работе решения в максимально короткий срок могут:

1. снизить уровни потерь от воровства электроэнергии, особенно с установкой счётчиков электроэнергии на фасаде домов частного сектора,
2. повысить надёжность сетей 0,4-10 кВ,
3. обеспечить соблюдение качества по ГОСТ 32144-2013.

Новизна работы состоит в предложенных эффективных способах комплексной модернизации системы электроснабжения села Некрасовка для успешной борьбы с хищениями электроэнергии со стороны сетевой организации или иного собственника электросетевого комплекса.

При проектировании использовались следующие программные продукты: MS Office Word; MS Office Excel; MS Visio; Mathcad.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатическая и географическая характеристика района

Для разработки системы электроснабжения необходимо знать температурные, грозовые, ветровые и прочие характеристики: для выбора коммутационной аппаратуры, силовых трансформаторов, батарей конденсаторов необходимо знать климатические характеристики района; для выбора устройств заземления и определения трассы прокладки линий электропередачи необходимо знать характеристики рельефа района проектирования; для выбора сечения проводов ЛЭП необходимо знать ветровые нагрузки района.

Объект проектирования – село Некрасовка (рисунок 1),

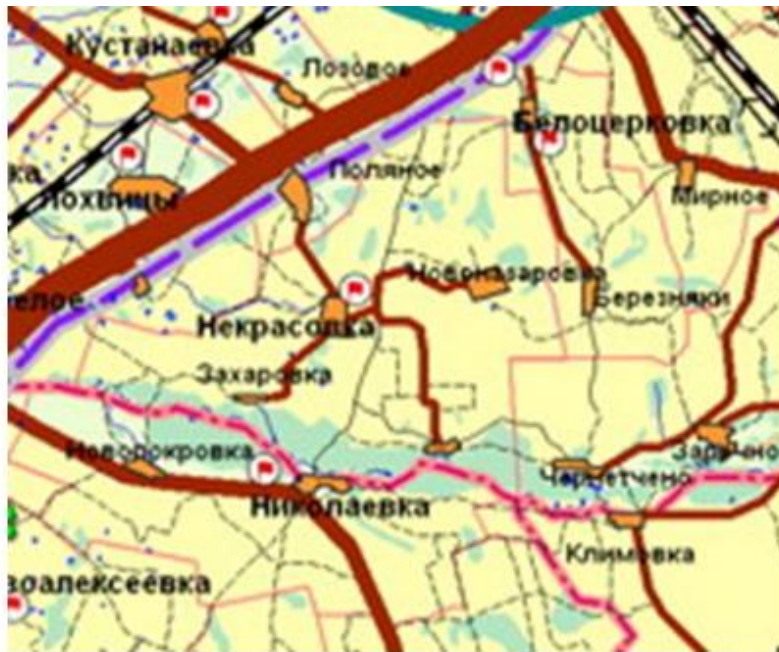


Рисунок 1 – Расположение села Некрасовка в Белогорском районе

Параметры по температуре учитываются при выборе проводников сети 0,4-10 кВ, в частности повышающие коэффициенты при выборе кабельных линий по допустимым по нагреву токам.

Параметры по глубине промерзания грунта, типу почвы учитываются при расчёте заземления ПС «Некрасовка».

Параметры по климатическому району необходимы при выборе типа климатического исполнения оборудования ПС «Некрасовка».

Подробная характеристика климата показана в таблице 1.

Таблица 1 - Климатические условия района

Характеристика	Значение
Температура: - в зимний период средняя - в зимний период минимальная - в летний период средняя - в летний период максимальная	-35 °С -49,8 °С +17 °С +37,1 °С
Толщина стенки гололеда	IV группа
Скоростной напор ветра	II группа
Глубина промерзания грунта:	(0,4 - 4) м
Рельеф	Равнина, болото
Среднегодовая продолжительность гроз	от 40 до 60 часов
Степень загрязненности окружающей среды	II класс
Влажность воздуха: -зимой -летом	25% 95-100 %
Тип почвы	чернозёмные
Климатический район по ГОСТ 16350-80 «Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических цепей»	Умеренно холодный

1.2 Характеристика источников питания Белогорского района

В данном районе источником питания является ПС 220/110/35 кВ «Белогорская», схема приведена на рисунке 2.

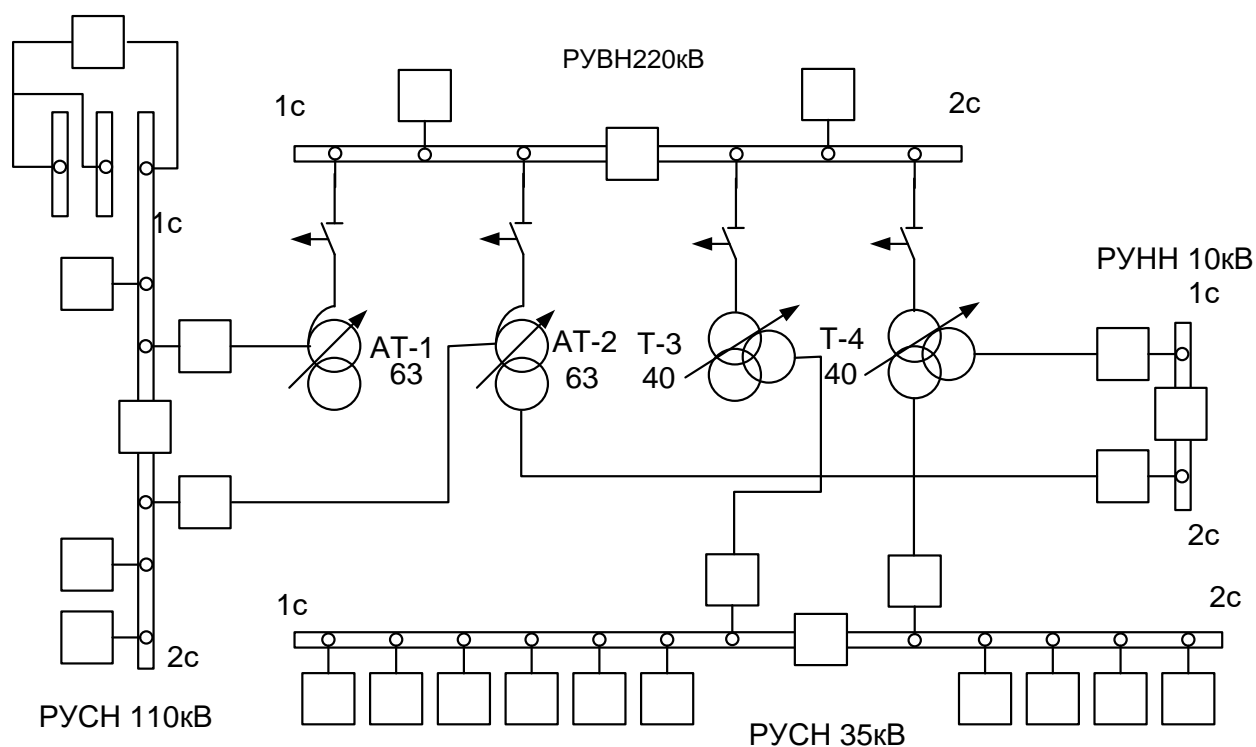


Рисунок 2 - Схема ПС «Белогорская»

РУВН ПС выполнено по схеме одна секционированная система шин, 2 присоединения; РУСН на 110 кВ – две рабочие с обходной системы шин, 3 отходящие линии; РУСН на 35 кВ – одна секционированная система шин, 10 отходящих линий. На подстанции 2 автотрансформатора 220/110/10 мощностью 63 МВА, 2 трёхобмоточных трансформатора 220/35/10 мощностью 40 МВА. К недостаткам ПС «Белогорская» относится наличие устаревших коммутационных аппаратов - блок отделитель-короткозамыкатель на напряжении 220 кВ. Шины 110 кВ ПС «Белогорская» являются двумя независимыми источниками питания так как имеется секционный выключатель.

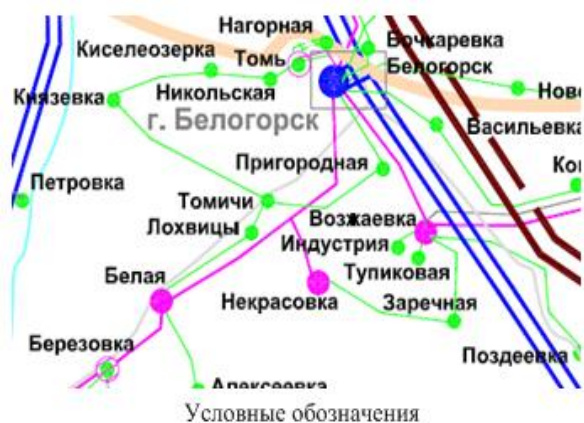
По итогу зимнего контрольного замера 2021 года загрузка трансформаторов составляет – АТ-1: 54%, АТ-2: 61%, Т-3: 58%, Т-4: 52%,

С точки зрения надёжности электроснабжения потребителей слабое место схемы - блок отделитель-короткозамыкатель ОДКЗ-220 на стороне ВН ПС «Белогорская». Данный элемент менее надёжен чем выключатели.

1.3 Анализ существующей схемы электроснабжения 110-10 кВ

Для оценки состояния электрической сети и определения степени надёжности существующей схемы необходимо дать характеристику источников питания и потребителей электроэнергии. Схема сетей Белогорского района показана на рисунке 3.

Существующая схема электроснабжения 10 кВ рассматриваемого района выполнена голым проводом марки АС, сечением 25-50 мм². Суммарная протяженность сетей 10 кВ – 37,3 км. Фидер №2 ПС «Некрасовка» имеет резервную связь с фидером №12 ПС «Томичи». Отсюда следует, что резервных связей по напряжению 10 кВ недостаточно для обеспечения питания села Некрасовка при аварии на ПС «Некрасовка». Схема ВЛ 10 кВ выбранного участка показана на рисунке 4, характеристика линий 10 кВ ПС «Некрасовка» приведена в таблице 2.



Условные обозначения

Наименование	Существующие	Намечаемые в период	
	1.01.2009г	2009-2015г.г.	2016-2020г.г.
Подстанции переменного тока:			
500 кВ,			⊗
220 кВ,	●	⊘	○
220 кВ, тяговая	⊖		
110 кВ,	●	⊘	○
35 кВ	●	⊘	○
Линии электропередачи :			
ВЛ 500 кВ	—	- - -	- · - · -
ВЛ 220 кВ	—	- - -	- · - · -
ВЛ 220 кВ, двухцепная	—	—	—
ВЛ 110 кВ,	—	—	—
ВЛ 110 кВ реконструируемая	—	—	—
ВЛ 110кВ двухцепная	—	—	—
КЛ 110 кВ,	—	—	—
ВЛ 35 кВ,	—	—	—
ВЛ 35 кВ реконструируемая	—	—	—
35 кВ, двухцепная	—	—	—

Рисунок 3 – Схема сетей Белогорского района

Таблица 2 – Характеристика линий 10 кВ ПС «Некрасовка»

Номер линии	Тип схемы	Протяженность, км	Марка провода	Количество питаемых ТП
1	Магистральная нерезервированная	7,35	АС-35, АС-25	3
2	Магистральная с двухсторонни питанием	7,84	АС-50	2
5	Магистральная нерезервированная	8,12	АС-35	2
9	Магистральная нерезервированная	11,35	АС-35	2
10	Радиальная нерезервированная	0,9	АС-50	1
11	Магистральная нерезервированная	1,75	АС-35	3

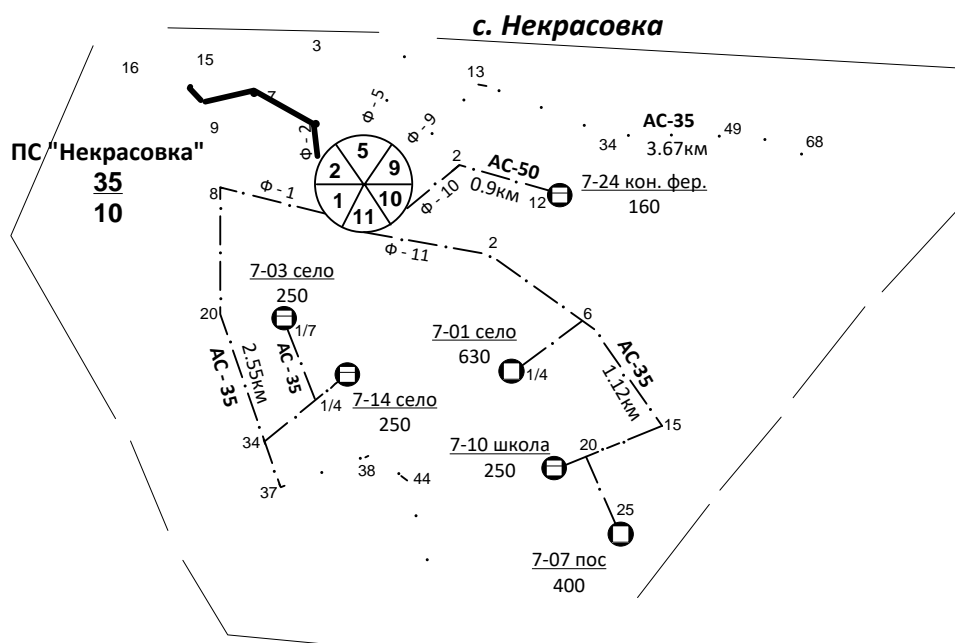


Рисунок 4 – Структурная схема ВЛ 10 кВ выбранного участка

Центр питания рассматриваемого села при реконструкции – ПС «Некрасовка». На ПС установлены силовые трансформаторы Т-1 – КRTU-5600/110, Т-2 – ТМТ-6300/110/35/10, Т-1 нормально отключен по режиму работы в летний и зимний период. Схема РУВН – 2 блока трансформатор – линия (1 питающая линия от ПС «Белогорск»), схема РУСН – несекционированная система шин (1 отходящее присоединение на ПС «Заречная»), схема РУНН – одна секционированная система шин (13 ячеек).

На стороне 110 кВ используется устаревшее оборудование – блок отделитель (ОД-110М/630У1, привод ШПКМ, ТТ ТШЛ-0,5) – короткозамыкатель (КЗ-110М-У1). На стороне 10 кВ также используются устаревшие масляные выключатели ВМП-10 с пружинным приводом.

Таким образом, основные недостатки схемы: устаревшее оборудование, выработавшее свой ресурс; недогруженные силовые трансформаторы ПС «Некрасовка» (рисунок 5) по результату зимнего контрольного замера 2021 года Т-1: 24%. Поэтому необходимо рассмотреть установку нового оборудования на ПС «Некрасовка».

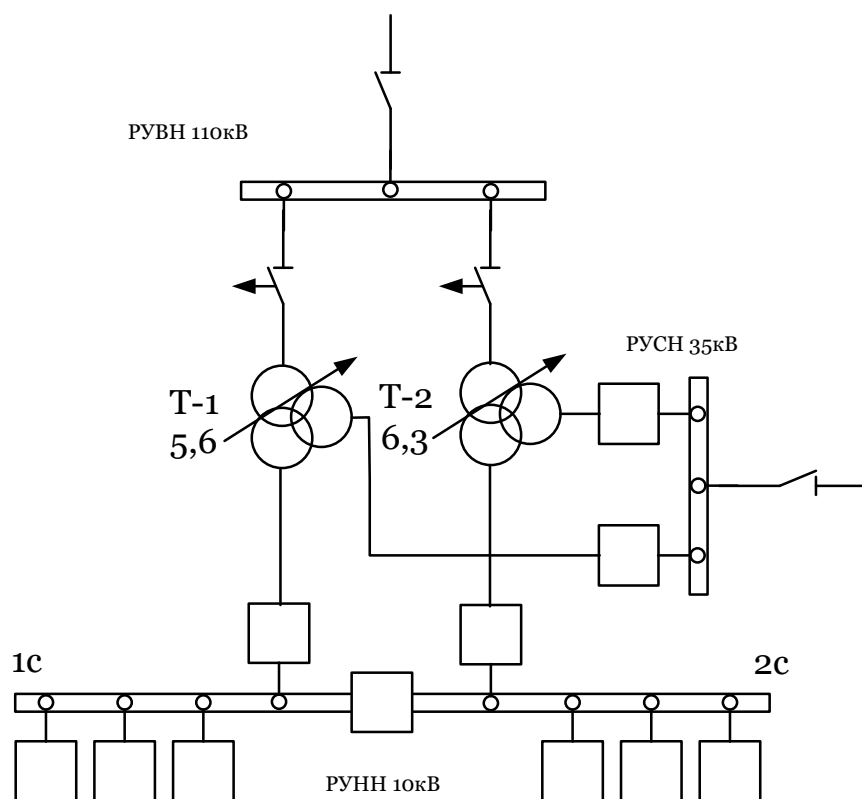


Рисунок 5 – Схема ПС «Некрасовка»

1.4 Анализ потребителей района реконструкции

Административный центр рассматриваемого района реконструкции – село Некрасовка. Основные особенности Некрасовского района – близость к трассе федерального значения, население около 2000 человек, из которого 50% трудоспособного населения, занятого в: обработке земель и сельхоз угодий; животноводстве (преимущественно коневодстве); молоководстве для обеспечения Белогорского и ближайших районов. Земли Белогорского района представляют собой пашни сельскохозяйственного назначения и кормовые угодья. Застройка сёл преимущественно одноэтажные деревянные и кирпичные коттеджи на 1 или 2 семьи.

По роду тока потребители переменного тока частотой 50 Гц. По надёжности электроснабжения потребители района относятся преимущественно к 2 и 3 категории по надёжности электроснабжения.

Характеризующая информация по всем потребителям села Некрасовка представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Существующие потребители электроэнергии села Некрасовка

Объект	№. на плане	Кол-во	Ед. изм	Кол-во Ед. изм	Кат. по надёжности
Сельский жилой дом на 1 квартиру	1--82	82	кв	1	3
Сельский жилой дом на 2 квартиру	127 - 197	71	кв	2	3
Котельная	210	1			2
Администрация	209	1			3
Магазин	206-208	3	человек	4	3
сарай	205	1			3
Мед пункт	204	1			2
Гараж	200-203	4	машин	10	3
Насосная	124-128	5			2
Склад	122-123	2			3
весовая	121	1			3
элеватор	120	1			2
Школа	119	1	человек	80	2
Корпус молодняка	118	1			2
Корпус убойный	116-117	2			2
Корпус конюшня	104-115	12			2
Корпус откорма	99-103	5			2
Корпус тех обслуживания	95-98	4			2
Корпус выращивания	94	1			2
Административный корпус	85-93	9			3
клуб	84	2	мест	300	3
баня	83	1	мест	10	3

2 РЕКОНСТРУКЦИЯ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для замены устаревшего оборудования в сети 0,4 кВ села Некрасовка необходимо провести расчёт нагрузок на вводах потребителей, определить расчётные нагрузки линий 0,4 кВ и на шинах ТП 10/ 0,4 кВ.

2.1 Нагрузки потребителей 0,4 кВ

В зависимости от ранее принятых условий вычисления нагрузки на вводе 0,4 кВ в жилой дом в период вечернего и дневного максимумов нагрузки выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для домов обозначенных номерами с 1 по 82, показанный далее:

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

$$S_B = \frac{1 \cdot 8.5}{0.95} = 9 \text{ кВА};$$

$$S_D = \frac{K_{yD} \cdot P_P}{\cos \varphi_D}, \quad (2)$$

$$S_D = \frac{0.8 \cdot 8.5}{0.95} = 7,2 \text{ кВА}.$$

где K_{yD} , K_{yB} - для дневного и вечернего максимума нагрузок справочный коэффициент;

$\cos \varphi_D$; $\cos \varphi_B$ - коэффициент мощности для дневного и вечернего максимума нагрузок;

P_P - расчетная активная нагрузка на вводе в жилой дом, [2].

Специализированные потребители (весовая, элеватор) характеризуются справочными данными, [2]. Общественные и коммунальные потребители также

характеризуются нагрузкой по справочным данным с учётом дневного и вечернего максимума их нагрузки.

Выходные данные расчётов нагрузок потребителей 0,4 кВ села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 4.

Таблица 4 – Результат расчёта электрических нагрузок на один электроприёмник

Объект	Расчётная нагрузка на вводе		Мощность, принятая к расчёту, кВА	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$
	P, кВт	Q, квар		
Сельский жилой дом на 1 квартиру	8,5	2,87	9	0,95
Сельский жилой дом на 2 квартиры	17	5,74	18	0,95
Котельная	128	40	134	0,95
Администрация	15	6	16	0,93
Магазин	10	5	11	0,89
сарай	10	7	12	0,82
Мед пункт	50	35	61	0,82
Гараж	20	17	26	0,76
Насосная	25	25	35	0,71
Склад	20	12	23	0,86
весовая	6	5	8	0,77
элеватор	25	25	35	0,71
Школа	7	3	8	0,92
Корпус молодняка	13,5	10	17	0,80
Корпус убойный	6	5	8	0,77
Корпус конюшня	17	13	21	0,79
Корпус откорма	12	10,5	16	0,75
Корпус тех обслуживания	10	7	12	0,82
Корпус выращивания	30	26,5	40	0,75
Административный корпус	15	6	16	0,93
клуб	32	20	38	0,85
баня	7	2	7	0,96

2.2 Нагрузка уличного освещения

Используется метод удельной нагрузки уличного освещения на единицу длины освещаемой улицы, дороги, проезда.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления нагрузки уличного освещения выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее:

$$P_{oc} = P_{oc.уд} \cdot l, \quad (3)$$

$$P_{oc} = 11 \cdot 0,95 = 10,45 \text{ кВт},$$

где $P_{oc.уд}$ – удельная мощность, для освещения улиц по [2] в среднем принимается 11 кВт/км.

l – длина, км.

Выходные данные расчётов нагрузок уличного освещения 0,4 кВ села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 5.

Таблица 5 – Нагрузка освещения

№ ТП	Удельная нагрузка, кВт/км	Длина участка, км	Нагрузка освещения улиц, кВт
ТП 1	11	0,95	10,45
ТП 2	11	1	11
ТП 3	11	0,9	9,9
ТП 4	11	0,65	7,15
ТП 5	11	0,8	8,8
ТП 6	11	1,35	14,85
ТП 7	11	2,4	26,4

2.3 Расчёт электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Распределение потребителей 0,4 кВ села Некрасовка по ТП происходит согласно рисунку 6.

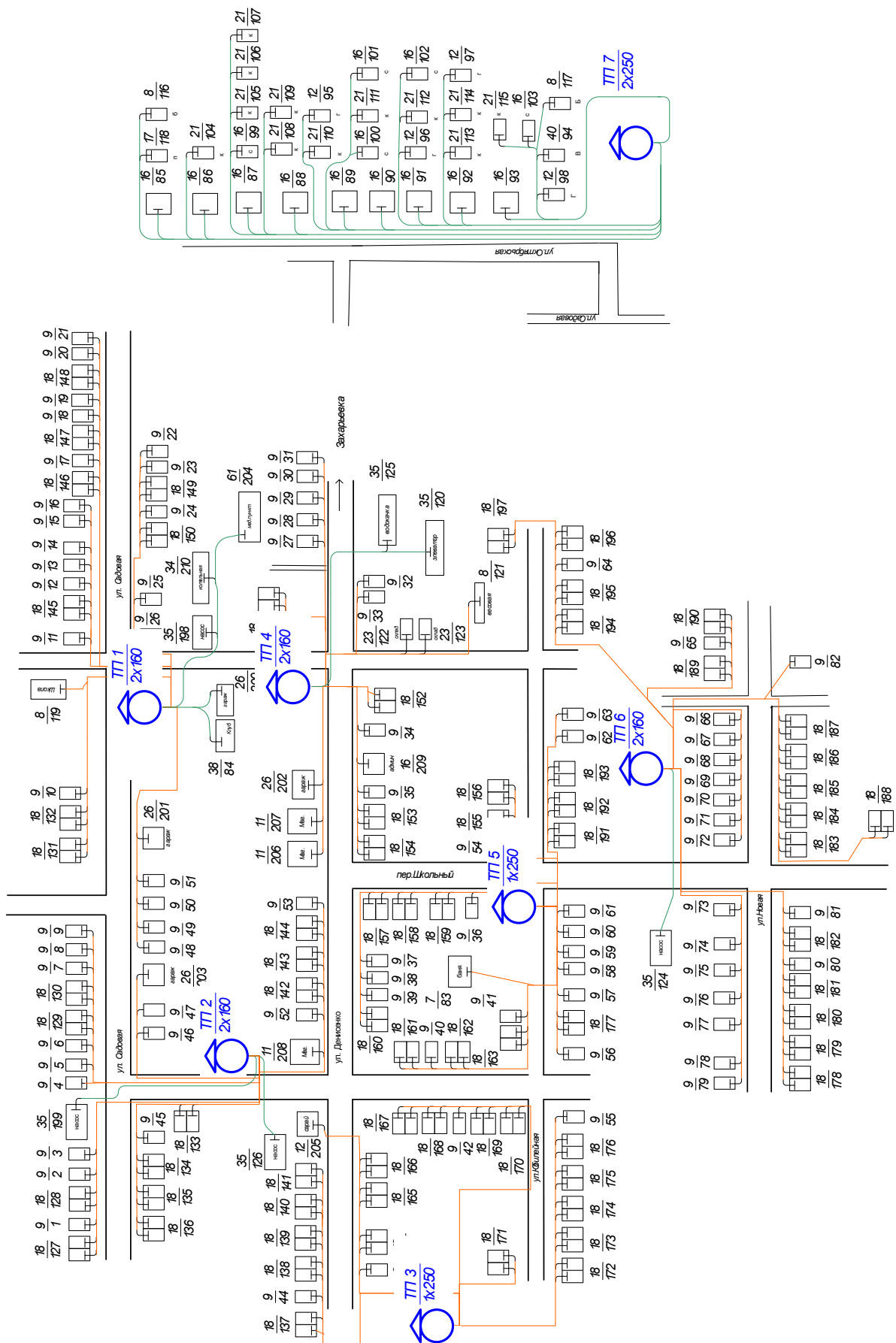


Рисунок 6 – Распределение домов

Выполняется расчет нагрузок для линии 2 ТП 1, питающей потребителей 11-16, 145, что позволит оценить практическую применимость метода с использованием коэффициента одновременности, рисунок 7.

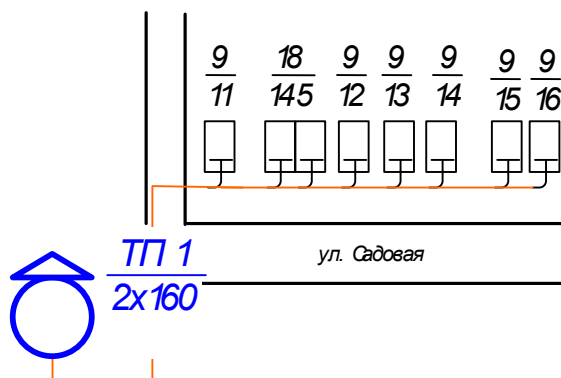


Рисунок 7 – Линия 2 от ТП-1

В зависимости от ранее принятых условий вычисления суммарной нагрузки линии 0,4 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии 2 ТП 1, показанный далее:

$$S_{\Sigma} = S_{11-16} + S_{145}, \quad (4)$$

$$S_{\Sigma} = 6 \cdot 9 + 18 = 71,8 \text{ кВА}.$$

где S_{11-16} - расчетные нагрузки потребителей сельских домов на 1 квартиру с номерами 11-16, наибольшая из дневного и вечернего максимумов, кВА;

S_{145} - расчетная нагрузка сельского дома на 2 квартиры с номером 145, наибольшая из дневного и вечернего максимумов, кВА;

В зависимости от ранее принятых условий вычисления расчётной нагрузки линии 0,4 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии 2 ТП 1, показанный далее:

$$S_P = K_o \cdot S_{\Sigma}, \quad (5)$$

$$S_P = 0.4 \cdot 71,8 = 28,7 \text{ кВА.}$$

где K_o - коэффициент одновременности нагрузки потребителей сельских домов, [10].

В зависимости от ранее принятых условий вычисления расчётного тока линии 0,4 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии 2 ТП 1, показанный далее:

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (6)$$

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{28,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 41,5 \text{ А.}$$

Выходные данные расчётов нагрузок линий 0,4 кВ села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 6 и 7.

Таблица 6 – Нагрузки линий 0,4 кВ

№ ТП	Потребители	$S_{\text{сумм}}$, кВА	$P_{\text{сумм}}$, кВт	K_o	S_P , кВА	P_P , кВт	I_P , А
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 1	10,131,132,119	52,47	49,50	0,56	29,38	27,33	42,46
	11-16, 145	71,77	68,00	0,40	28,71	27,20	41,49
	17-21,146-148	98,69	93,50	0,40	39,47	37,40	57,04
	22-26,149,150	80,74	76,50	0,43	34,72	32,90	50,17
	48-51,201	62,13	54,00	0,50	31,07	28,89	44,89
	210,198,204	130,80	103,00	0,80	104,64	80,57	151,2
	200,84	63,98	52,00	0,73	46,71	37,37	67,50
ТП 2	1-3,127,128	62,80	59,50	0,50	31,40	29,75	45,38
	4-9,129,130	89,71	85,00	0,40	35,89	34,00	51,86
	133-136,46	80,74	76,50	0,50	40,37	38,25	58,34
	46,47,203	44,19	37,00	0,62	27,40	23,29	39,59
	52,53,142-144,208	82,95	78,00	0,47	38,99	36,26	56,34
	126..	35,36	25,00	1,00	35,36	25,00	51,09
	199..	35,36	25,00	1,00	35,36	25,00	51,09

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 3	44,137-141	98,69	93,50	0,46	45,40	43,01	65,60
	43,164-165,205	75,01	69,50	0,50	37,50	33,75	54,20
	55,172-176	98,69	93,50	0,46	45,40	43,01	65,60
	42,167-171	98,69	93,50	0,46	45,40	43,01	65,60
ТП 4	206,207,202	48,61	40,00	0,80	38,89	33,05	56,20
	27-31,151	62,80	59,50	0,47	29,52	27,97	42,65
	152-154,209,35,33	87,93	83,00	0,47	41,33	38,85	59,72
	32,33,122,123,121	72,40	63,00	0,75	54,30	48,87	78,47
	280.120.	70,71	50,00	0,85	60,10	42,67	86,86
ТП 5	157-160,36-39	107,66	102,00	0,40	43,06	40,91	62,23
	161-163,40,41,83	79,05	75,00	0,47	37,15	35,30	53,69
	56-61,177	71,77	68,00	0,43	30,86	29,32	44,60
	191- 193,54,155,156,62,63	116,63	110,50	0,40	46,65	44,32	67,42
ТП 6	189,190,65,194-197,64	125,60	119,00	0,40	50,24	47,73	72,60
	66-72	62,80	59,50	0,43	27,00	25,65	39,02
	183-188,82	116,63	110,50	0,43	50,15	47,64	72,47
	73-79	62,80	59,50	0,43	27,00	25,65	39,02
	80,81,178-182	107,66	102,00	0,43	46,29	43,98	66,90
	124	35,36	25,00	1,00	35,36	25,00	51,09
ТП 7	85,86,118,116,104	78,32	66,50	0,75	58,74	48,17	84,89
	87,88,105-109,99	176,66	144,00	0,67	118,36	98,24	171,05
	110- 111,100,101,89,90,95	119,21	98,00	0,70	83,45	68,43	120,59
	91,92,112-114,96,97,102	136,87	113,00	0,67	91,70	75,20	132,52
	93,115,103,98,94,117	113,55	90,00	0,72	81,75	65,40	118,14

Таблица 7 – Расчётные параметры линий 0,4 кВ

№	Потребители	S _p , кВА	P _p , кВт	I _p , А	F _{сеч} , мм ²	L, км
1	2	3	4	5	6	7
ТП 1	10,131,132,119	29,38	27,33	42,46	25	0,15
	11-16, 145	28,71	27,20	41,49	25	0,15
	17-21,146-148	39,47	37,40	57,04	50	0,25
	22-26,149,150	34,72	32,90	50,17	35	0,20
	48-51,201	31,07	28,89	44,89	25	0,20
	210,198,204	104,64	80,57	151,21	35	0,20
	200,84	46,71	37,37	67,50	25	0,10
ТП 2	1-3,127,128	31,40	29,75	45,38	35	0,25
	4-9,129,130	35,89	34,00	51,86	35	0,25
	133-136,46	40,37	38,25	58,34	25	0,15
	46,47,203	27,40	23,29	39,59	16	0,15
	52,53,142-144,208	38,99	36,26	56,34	35	0,20
	126..	35,36	25,00	51,09	25	0,10
	199..	35,36	25,00	51,09	25	0,20

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7
ТП 3	44,137-141	45,40	43,01	65,60	50	0,25
	43,164-165,205	37,50	33,75	54,20	35	0,20
	55,172-176	45,40	43,01	65,60	50	0,20
	42,167-171	45,40	43,01	65,60	50	0,25
ТП 4	206,207,202	38,89	33,05	56,20	16	0,10
	27-31,151	29,52	27,97	42,65	25	0,20
	152-154,209,35,33	41,33	38,85	59,72	25	0,15
	32,33,122,123,121	54,30	48,87	78,47	50	0,20
	280.120.	60,10	42,67	86,86	25	0,20
ТП 5	157-160,36-39	43,06	40,91	62,23	50	0,25
	161-163,40,41,83	37,15	35,30	53,69	35	0,20
	56-61,177	30,86	29,32	44,60	16	0,10
	191-193,54,155,156,62,63	46,65	44,32	67,42	50	0,25
ТП 6	189,190,65,194-197,64	50,24	47,73	72,60	95	0,35
	66-72	27,00	25,65	39,02	16	0,15
	183-188,82	50,15	47,64	72,47	70	0,30
	73-79	27,00	25,65	39,02	35	0,25
	80,81,178-182	46,29	43,98	66,90	70	0,30
	124	35,36	25,00	51,09	25	0,10
ТП 7	85,86,118,116,104	58,74	48,17	84,89	70	0,55
	87,88,105-109,99	118,36	98,24	171,05	120	0,50
	110-111,100,101,89,90,95	83,45	68,43	120,59	95	0,60
	91,92,112-114,96,97,102	91,70	75,20	132,52	95	0,45
	93,115,103,98,94,117	81,75	65,40	118,14	50	0,30

2.4 Выбор и проверка проводников распределительной сети 0,4 кВ

Для питания потребителей с категорией по надёжности 2 (насосная, котельная, водоканал) выполняются резервированные кабельные линии по радиальным и магистральным схемам, для питания потребителей с категорией по надёжности 3 (сельские жилые дома 1-2 квартиры, магазины, конторы, клуб) выполняются нерезервированные воздушные линии по магистральным схемам.

В зависимости от ранее принятых условий выбора проводов линии 0,4 кВ по расчётному току выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии 2 ТП 1, показанный далее:

$$I_p \leq I_{\text{доп}}, \quad (7)$$

$$41,5 \text{ A} \leq 95 \text{ A},$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток провода СИП 2А (3х25+1х35), 95 А.

Для линии 2 на ТП 1 принимаем СИП сечением жил 25 мм² СИП 2А (3х25+1х35).

В зависимости от ранее принятых условий вычисления потери напряжения по линии 0,4 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии 2 ТП 1, показанный далее:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{400} \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi), \quad (8)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 41,5 \cdot 150 \cdot \frac{100}{400} \cdot (1,2 \cdot 0,95 + 0,091 \cdot 0,32) = 3,3\%.$$

где $\cos \varphi$ и $\sin \varphi$ – средние значения коэффициента мощности для участка сети;

l – длина линии, м;

I_p – расчетный ток в линии, А.

В зависимости от ранее принятых условий проверки проводов линии 0,4 кВ по потере напряжения выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии 2 ТП 1, показанный далее:

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}}, \quad (9)$$

$$3,3\% < 10\%,$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – величина допустимого падения напряжения 10%, [14].

Выбор провода СИП проведен корректно.

Рассмотрим выбор кабельной линии для питания насосной 198, котельной 210 и медпункта 204.

В зависимости от ранее принятых условий выбора кабелей 0,4 кВ по расчётному току выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии 6 ТП 1, показанный далее:

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (10)$$

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{104,64}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 151,2 \text{ А.}$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления допустимого тока кабельных линий 0,4 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии 6 ТП 1, показанный далее:

$$I_{\text{ДОП}} = I_{\text{ДОП СТАНД}} \cdot K_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ТЕМП}}, \quad (11)$$

$$I_{\text{ДОП}} = 140 \cdot 0,92 \cdot 1,25 \cdot 1 = 161 \text{ А,}$$

где $K_{\text{СН}}$ - коэффициент для учёта снижения токовой нагрузки, для двух кабелей принят 0.92;

$K_{\text{ПЕР}}$ - коэффициент для учёта времени ликвидации аварии, для 6 часов принят 1.25;

$K_{\text{ТЕМП}}$ - коэффициент для учёта температуры грунта, для среднегодовой величины 15 градусов принимается 1.

В зависимости от ранее принятых условий выбора кабелей линии 0,4 кВ по расчётному току выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии 6 ТП 1, показанный далее:

$$I_p \leq I_{\text{доп}}, \quad (12)$$

$$151,2 \text{ A} \leq 161 \text{ A},$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток кабеля ААШв (4х35) с учетом условий прокладки, 161 А.

Для линии 6 на ТП 1 принимаем кабель ААШв (4х35) с длительно допустимым током 140 А.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления потери напряжения по линии 0,4 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии 6 ТП 1, показанный далее:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{400} \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi), \quad (13)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 151,2 \cdot 200 \cdot \frac{100}{400} \cdot (0,77 \cdot 0,894 + 0,0637 \cdot 0,67) = 5\%.$$

В зависимости от ранее принятых условий проверки проводов линии 0,4 кВ по потере напряжения выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии 6 ТП 1, показанный далее:

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}}, \quad (14)$$

$$5\% < 10\%,$$

Выходные данные проверки проводов и кабелей для линий 0,4 кВ села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 8.

Таблица 8 – Потери напряжения в сетях 0,38 кВ

№	Потребители	I_p , А	$F_{\text{сеч}}$, мм ²	L, км	cosφ	sinφ	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU , %
ТП 1	10,131,132,119	42,46	25	0,15	0,93	0,37	1,2	0,091	3,3
	11-16, 145	41,49	25	0,15	0,95	0,32	1,2	0,091	3,3
	17-21,146-148	57,04	50	0,25	0,95	0,32	0,641	0,091	4,1
	22-26,149,150	50,17	35	0,20	0,95	0,32	0,868	0,091	3,9
	48-51,201	44,89	25	0,20	0,93	0,37	1,2	0,091	4,7
	210,198,204	151,2	35	0,20	0,77	0,64	0,894	0,0637	5,0
	200,84	67,50	25	0,10	0,80	0,60	1,250	0,0662	3,2
ТП 2	1-3,127,128	45,38	35	0,25	0,95	0,32	0,868	0,091	4,4
	4-9,129,130	51,86	35	0,25	0,95	0,32	0,868	0,091	5,0
	133-136,46	58,34	25	0,15	0,95	0,32	1,2	0,091	4,6
	46,47,203	39,59	16	0,15	0,85	0,53	1,91	0,099	4,5
	52,53,142-144,208	56,34	35	0,20	0,93	0,37	0,868	0,091	4,3
	126..	51,09	25	0,10	0,71	0,71	1,250	0,0662	1,1
	199..	51,09	25	0,20	0,71	0,71	1,250	0,0662	2,2
ТП 3	44,137-141	65,60	50	0,25	0,95	0,32	0,641	0,091	4,8
	43,164-165,205	54,20	35	0,20	0,90	0,44	0,868	0,091	4,1
	55,172-176	65,60	50	0,20	0,95	0,32	0,641	0,091	3,8
	42,167-171	65,60	50	0,25	0,95	0,32	0,641	0,091	4,8
ТП 4	206,207,202	56,20	16	0,10	0,85	0,53	1,91	0,099	4,3
	27-31,151	42,65	25	0,20	0,95	0,32	1,2	0,091	4,5
	152-154,209,35,33	59,72	25	0,15	0,94	0,34	1,2	0,091	4,7
	32,33,122,123,121	78,47	50	0,20	0,9	0,44	0,641	0,091	4,4
	280.120.	86,86	25	0,20	0,71	0,70	1,250	0,0662	3,7
ТП 5	157-160,36-39	62,23	50	0,25	0,95	0,31	0,641	0,091	4,5
	161-163,40,41,83	53,69	35	0,20	0,95	0,31	0,868	0,091	4,2
	56-61,177	44,60	16	0,10	0,95	0,31	1,91	0,099	3,7
	191-193,54, 155,156, 62,63	67,42	50	0,25	0,95	0,31	0,641	0,091	4,9
ТП 6	189,190,65,194- 197,64	72,60	95	0,35	0,95	0,31	0,32	0,088	3,8
	66-72	39,02	16	0,15	0,95	0,31	1,91	0,099	4,9
	183-188,82	72,47	70	0,30	0,95	0,31	0,443	0,091	4,4
	73-79	39,02	35	0,25	0,95	0,31	0,868	0,091	3,8
	80,81,178-182	66,90	70	0,30	0,95	0,31	0,443	0,091	4,1
	124	51,09	25	0,10	0,71	0,71	1,250	0,0662	1,1
ТП 7	85,86,118,116,104	84,89	70	0,55	0,82	0,57	0,447	0,0612	4,3
	87,88,105-109,99	171,0	120	0,50	0,83	0,56	0,261	0,0602	4,9
	110-111,100,101, 89,90,95	120,5 9	95	0,60	0,82	0,57	0,329	0,0602	5,0
	91,92,112- 114,96,97,102	132,5 2	95	0,45	0,82	0,57	0,329	0,0602	4,1
	93,115,103,98,94, 117	118,1 4	50	0,30	0,8	0,60	0,625	0,0625	4,3

2.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций

Расчёт электрических нагрузок по ТП осуществляется в соответствии с планом села Некрасовка с учётом рекомендаций для сельских населенных пунктов [10], а также с учётом характера и расположения потребителей (лист графической части 1).

В зависимости от ранее принятых условий вычисления активной и полной нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП 3, показанный далее:

$$P_{PТП3} = P_{P_{\max}} + \Delta P_{\text{потр}}, \quad (15)$$

$$P_{PТП3} = 43 + 29,5 + 29,5 + 22 = 124 \text{ кВт},$$

$$S_{PТП3} = P_{PТП3} / \cos \varphi, \quad (16)$$

$$S_{PТП3} = 124 / 0,9 = 148,8 \text{ кВА},$$

где $P_{P_{\max}}$ - наибольшая из активных нагрузок линий, 43 кВт для линии 1;

$\Delta P_{\text{потр}}$ - добавленная нагрузка потребителей, составляет 29,5 кВт для нагрузки 43 кВт линии 3, 29,5 кВт для нагрузки 43 кВт линии 4, 22 кВт для нагрузки 33,75 кВт линии 2 в соответствии с [2];

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности для преобладающей коммунально-бытовой нагрузки с учётом характера электроприёмников и оснащения бытовых потребителей, 0,9, [2].

Выходные данные вычисления активной и полной нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 9.

Таблица 9 – Нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ

№	Потребители	S _p , кВА	P _p , кВт	
ТП 1	10,131,132,119	52,47	49,50	
	11-16, 145	71,77	68,00	
	17-21,146-148	98,69	93,50	
	22-26,149,150	80,74	76,50	
	48-51,201	62,13	54,00	
	210,198,204	130,80	103,00	
	200,84	63,98	52,00	
	Расчётная активная нагрузка трансформаторов ТП, кВт			216,02
	Расчётная нагрузка трансформаторов ТП, кВА			240,02
ТП 2	1-3,127,128	62,80	59,50	
	4-9,129,130	89,71	85,00	
	133-136,46	80,74	76,50	
	46,47,203	44,19	37,00	
	52,53,142-144,208	82,95	78,00	
	126..	35,36	25,00	
	199..	35,36	25,00	
	Расчётная активная нагрузка трансформаторов ТП, кВт			160,85
	Расчётная нагрузка трансформаторов ТП, кВА			178,72
ТП 3	44,137-141	98,69	93,50	
	43,164-165,205	75,01	69,50	
	55,172-176	98,69	93,50	
	42,167-171	98,69	93,50	
	Расчётная активная нагрузка трансформаторов ТП, кВт			133,91
	Расчётная нагрузка трансформаторов ТП, кВА			148,79
ТП 4	206,207,202	48,61	40,00	
	27-31,151	62,80	59,50	
	152-154,209,35,33	87,93	83,00	
	32,33,122,123,121	72,40	63,00	
	280.120.	70,71	50,00	
	Расчётная активная нагрузка трансформаторов ТП, кВт			150,32
	Расчётная нагрузка трансформаторов ТП, кВА			167,02
ТП 5	157-160,36-39	107,66	102,00	
	161-163,40,41,83	79,05	75,00	
	56-61,177	71,77	68,00	
	191-193,54,155,156,62,63	116,63	110,50	
	Расчётная активная нагрузка трансформаторов ТП, кВт			122,82
	Расчётная нагрузка трансформаторов ТП, кВА			136,47
ТП 6	189,190,65,194-197,64	125,60	119,00	
	66-72	62,80	59,50	
	183-188,82	116,63	110,50	
	73-79	62,80	59,50	
	80,81,178-182	107,66	102,00	
	124	35,36	25,00	
	Расчётная активная нагрузка трансформаторов ТП, кВт			173,08
	Расчётная нагрузка трансформаторов ТП, кВА			192,31
ТП 7	85,86,118,116,104	78,32	66,50	
	87,88,105-109,99	176,66	144,00	
	110-111,100,101,89,90,95	119,21	98,00	
	91,92,112-114,96,97,102	136,87	113,00	
	93,115,103,98,94,117	113,55	90,00	
	Расчётная активная нагрузка трансформаторов ТП, кВт			302,54
	Расчётная нагрузка трансформаторов ТП, кВА			336,16

2.6 Количество трансформаторов на трансформаторных подстанциях

В проекте рассматриваются существующие ТП. Информация по загрузке данных ТП отсутствует. Имеющаяся информация о фактическом износе ТП – 62%. Вновь вводимая ТП по обязательствам договора о техническом присоединении – ТП-7.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления мощности силовых трансформаторов ТП выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП 2, показанный далее:

$$S_{PTП2} = \frac{S_{ТП2}}{n_T \cdot K_3}, \quad (17)$$

$$S_{PTП2} = \frac{178,7}{2 \cdot 0,75} = 117 \text{ кВА},$$

где $S_{ТП2}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T - число трансформаторов, для 2 категории принято 2;

K_3 - коэффициент загрузки, принимается в зависимости от вида потребителей по [2].

Выбраны трансформаторы номинальной мощностью 160 кВА ТМ-160/10.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления загрузки силовых трансформаторов ТП в нормальном и послеаварийном режимах выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП 2, показанный далее:

$$K_{3 \text{ норм ТП2}} = \frac{S_{PTП2}}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}}, \quad (18)$$

$$K_{3 \text{ норм ТП2}} = \frac{117}{160 \cdot 2} = 0,56 \geq 0,5;$$

$$K_{3naTII2} = \frac{S_{PTII2}}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)}, \quad (19)$$

$$K_{3naTII2} = \frac{117}{160 \cdot (1)} = 1,12 \leq 1,67.$$

Выходные данные вычисления загрузки силовых трансформаторов ТП в нормальном и послеаварийном режимах села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 10.

Таблица 10 - Выбор трансформаторов

№ ТП	Sp, кВА	Pp, кВт	Qp, квар	N _{ТР}	tgφ	S _{ТР РАСЧ} , кВА	S _{ТР НОМ} , кВА	K _{эф}	K _{пав}
1	240	216	104,6	2	0,48	157	160	0,75	1,50
2	179	161	77,9	2	0,43	117	160	0,56	1,12
3	149	134	64,9	1	0,46	177	250	0,60	-
4	167	150	72,8	2	0,48	109	160	0,52	1,04
5	136	123	59,5	1	0,48	162	250	0,55	-
6	192	173	83,8	2	0,48	126	160	0,60	1,20
7	336	303	146,5	2	0,48	211	250	0,67	1,34

2.8 Определение потерь мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ

Для выбранных трансформаторов ТП использованы соответствующие справочные данные [10], нагрузка на сторону ВН ТП рассчитывается с учётом потерь в трансформаторах ТП [11].

В зависимости от ранее принятых условий вычисления активных потерь мощности в силовых трансформаторах ТП выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП 1, показанный далее:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (20)$$

$$\Delta P_{T1} = 0,56 + 0,75^2 \cdot 2,65 = 2,1 \text{ кВт};$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, [4];

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, [4].

В зависимости от ранее принятых условий вычисления реактивных потерь холостого хода в силовых трансформаторах ТП выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП 1, показанный далее:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (21)$$

$$\Delta Q_X = 160 \cdot \frac{2,4}{100} = 3,84 \text{ квар};$$

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

I_x - ток холостого хода, [4].

В зависимости от ранее принятых условий вычисления реактивных потерь короткого замыкания в силовых трансформаторах ТП выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП 1, показанный далее:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (22)$$

$$\Delta Q_K = 160 \cdot \frac{4,6}{100} = 7,2 \text{ квар};$$

где U_K - напряжение короткого замыкания.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления реактивных потерь в силовых трансформаторах ТП выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП 1, показанный далее:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (23)$$

$$\Delta Q_{T1} = 3,84 + 0,75^2 \cdot 7,2 = 7,9 \text{ квар}.$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Выходные данные вычисления потерь мощности в силовых трансформаторах ТП села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 11.

Таблица 11 – Потери мощности в трансформаторах

№ ТП	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар
1	0,56	2,65	2,1	7,9
2	0,56	2,65	1,4	6,1
3	0,82	3,7	2,1	9,7
4	0,56	2,65	1,3	5,8
5	0,82	3,7	1,9	9,1
6	0,56	2,65	1,5	6,4
7	0,82	3,7	2,5	10,8

2.9 Тип и конструкция трансформаторных подстанций

В соответствии с необходимостью замены устаревшего оборудования ТП в селе Некрасовка, выбираются новые комплектные ТП. Выбираются комплектные КТП-СЭЩ-Км (ВВ)-250/6/0,4-2009-У1 с трансформаторами мощностью 160-400 кВА завода «Электроцит» г. Самара, [5].

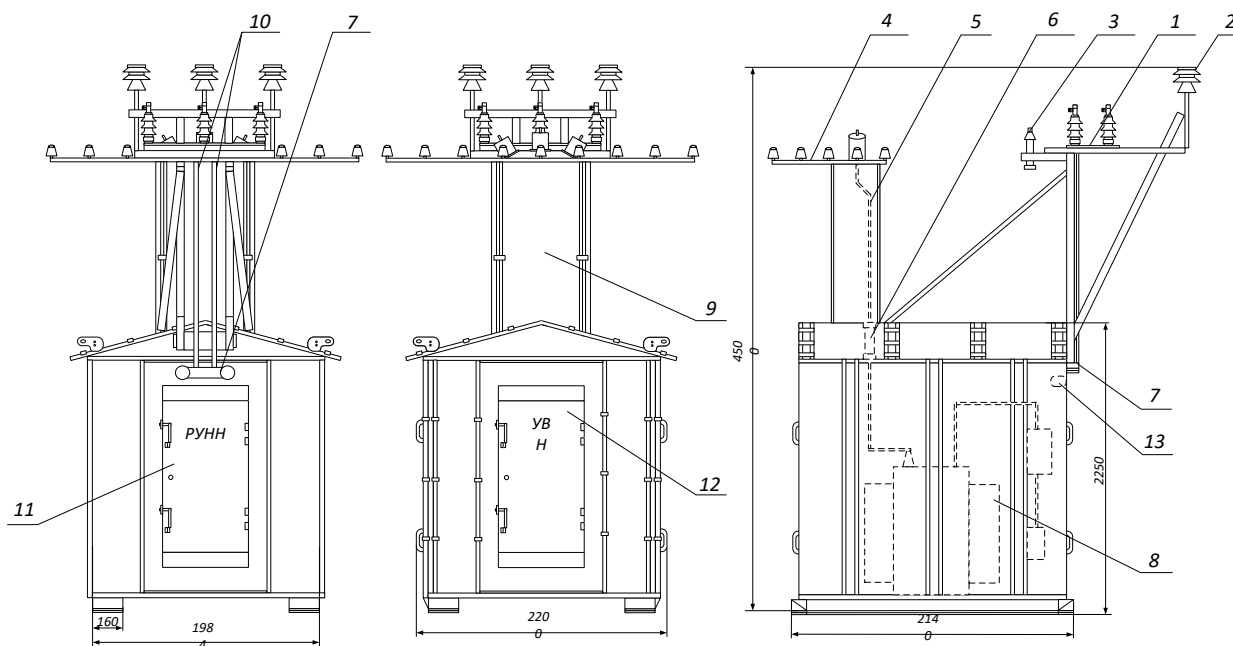


Рисунок 8 - КТП-СЭЩ-К в габарите до 400 кВА с воздушным вводом/воздушным выводом

Обозначения:

- 1 - Устройство с разъединителем РЛНД 10 кВ;
- 2 - изолятор ШФ-20Г 10 кВ;
- 3 - ОПН 10 кВ;
- 4 - кронштейн вывода воздушных линий 0,4 кВ;
- 5 - шины;
- 6 - предохранитель ПКТ 10 кВ;
- 7 - привод разъединителя РЛНД 10 кВ;
- 8 - силовой трансформатор;
- 9 - высоковольтный ввод;
- 10 - тяга дистанционного привода разъединителя РЛНД 10 кВ;
- 11 - распределительное устройство низкого напряжения (РУНН);
- 12 - устройство высшего напряжения (УВН);
- 13 - светильник.

2.10 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ

Ток трёхфазного КЗ необходим для проверки по отключающей способности аппаратов защиты. Ток однофазного КЗ необходим для проверки по чувствительности аппаратов защиты.

Токи КЗ определяются в точках на электрически ближайших и удалённых вводах потребителей 0,4 кВ, сопротивление системы при этом допускается использовать отключающую способность выключателя нагрузки не стороне ВН ТП, [7],

В зависимости от ранее принятых условий вычисления сопротивления системы выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП 1, показанный далее, мОм:

$$x_C = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot I_{Кз}^{(3)}}. \quad (24)$$

$$x_C = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 10} = 22,$$

где $I_{кв}^{(3)}$ - отключающую способность выключателя нагрузки ВПП - 10/400, 10 кА.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления сопротивления кабеля питающем выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для котельной 256, показанный далее, Ом:

$$X_{Л256} = x_{y\partial} \cdot L, ; \quad (25)$$

$$X_{Л256} = 0,006 \cdot 0.1 = 0,01 ;$$

$$R_{Л} = r_{y\partial} \cdot L, , \quad (26)$$

$$R_{Л} = 1.25 \cdot 0.1 = 0.13 ,$$

где $r_{y\partial}, x_{y\partial}$ - удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

Активное сопротивление трансформатора принимается по [7]. Реактивное и активное сопротивление линий принимаются $X_{0л} = 3.5 \cdot X_{1л}, R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления тока симметричного КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для котельной 256, показанный далее, кА:

$$I_{no\ 256}^{(3)} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma\ 256}^2 + X_{\Sigma\ 256}^2}}, \quad (27)$$

$$I_{no\ 256}^{(3)} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0.13+0.03)^2 + (0,01+0.06)^2}} = 1,2.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления тока несимметричного однофазного КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для котельной 256, показанный далее, кА:

$$I_{no}^{(1)} = \frac{U_{CPHH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (28)$$

$$I_{no}^{(1)} = \frac{U_{CPHH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot ((0.13+0.03) + (0.13+0.03)))^2 + (2 \cdot (0,01+0.06) + (0,01+0.06))^2}} = 0.4.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления постоянной времени тока КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для котельной 256, показанный далее, с:

$$T_{256} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (29)$$

$$T_{256} = \frac{(0,01+0.06)}{(0.13+0.03) \cdot 314} = 0.002.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления коэффициента затухания тока КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для котельной 256, показанный далее, с:

$$K_{y\partial 256} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{256}}}, \quad (30)$$

$$K_{y\partial 256} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 1.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления ударного тока КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для котельной 256, показанный далее, кА:

$$i_{y\partial 256} = K_{y\partial 256} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no256}, \quad (31)$$

$$i_{y\partial 256} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,2 = 1,7.$$

Выходные данные вычисления токов КЗ в сети 0,4 кВ села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ

ТП	L, км	Rл, Ом	Xл, Ом	Rт, Ом	Xт, Ом	Zэкв, Ом	I ⁽³⁾ по, кА	I ⁽¹⁾ по, кА	T, с	Kуд	Iуд, кА
ТП 1 (шины НН)				0,0166	0,0417	0,06583	3,337	4,912	0,008	1,29	6,071
ближайший потр. 84	0,10	0,13	0,01	0,0166	0,0417	0,15963	1,376	0,41	0,001	1,00	1,946
удалённый потр. 21	0,25	0,16	0,03	0,0166	0,0417	0,19785	1,11	0,305	0,001	1,00	1,570
ТП 7 (шины НН)				0,0094	0,0272	0,05009	4,385	6,946	0,009	1,34	8,297
ближайший потр. 98	0,10	0,19	0,01	0,0094	0,0272	0,20896	1,051	0,28	0,001	1,00	1,487
удалённый потр. 116	0,35	0,1551	0,04	0,0094	0,0272	0,18475	2,378	0,299	0,001	1,00	3,364
ТП 2 (шины НН)				0,0166	0,0417	0,06583	3,337	4,912	0,008	1,29	6,071
ближайший потр. 208	0,10	0,09	0,01	0,0166	0,0417	0,12698	1,73	0,563	0,002	1,00	2,451
удалённый потр. 9	0,25	0,22	0,03	0,0166	0,0417	0,24987	0,879	0,236	0,001	1,00	1,243
ТП 6 (шины НН)				0,0166	0,0417	0,06583	3,337	4,912	0,008	1,29	6,071
ближайший потр. 66	0,10	0,19	0,01	0,0166	0,0417	0,22029	0,997	0,277	0,001	1,00	1,410
удалённый потр. 178	0,30	0,13	0,03	0,0166	0,0417	0,17644	1,245	0,34	0,002	1,00	1,763

2.10 Выбор и проверка аппаратов в сети 0,4 кВ

2.10.1 Выбор предохранителей защиты трансформаторов 10/0,4 кВ

Защита трансформаторов ТП со стороны ВН обеспечивается предохранителями 10 кВ.

Выбор предохранителей ВН осуществляется при сравнении расчётного тока и тока патрона и плавкой вставки. Выбирается предохранитель типа ПК1 – 10У1 с током плавкой вставки 20 А и током патрона 20 А.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления расчетного тока ВН выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее, А:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (32)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{2 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 18 \text{ А}.$$

В зависимости от ранее принятых условий выбора предохранителей 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее, А:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номППР}, \quad (33)$$

$$18\text{А} \leq 20\text{А} \leq 20\text{А},$$

где I_B - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номППР}$ - номинальный ток предохранителя.

Выходные данные вычисления условий выбора предохранителей 10 кВ ТП села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	N _{тр}	S _{номТП} , кВА	I _{расч} , А	I _{номПР} , А	I _{вст} , А	Тип предохранителя
1	2	160	18	20	20	ПК1 – 10У1
2	2	160	18	20	20	ПК1 – 10У1
3	1	250	14	20	20	ПК1 – 10У1
4	2	160	18	20	20	ПК1 – 10У1
5	1	250	14	20	20	ПК1 – 10У1
6	2	160	18	20	20	ПК1 – 10У1
7	2	250	29	32	32	ПК1 – 10У1

В зависимости от ранее принятых условий проверки предохранителей 10 кВ по согласованию с сечением проводника выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее, А:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{от.дон}, \quad (34)$$

$$20A \leq 600A.$$

В зависимости от ранее принятых условий проверки предохранителей 10 кВ по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее, А:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк}, \quad (35)$$

$$3,49кА \leq 16кА.$$

В зависимости от ранее принятых условий проверки предохранителей 10 кВ по чувствительности к токам КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее, А:

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (36)$$

$$3,04кА \geq 0,06кА.$$

Выходные данные вычисления условий проверки предохранителей 10 кВ ТП села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 14.

Таблица 14 - Проверка предохранителей для защиты ТП 10 кВ

ТП	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	по согласованию с сечением проводника:		по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
			I_B , А	$3I_{дл доп}$, А	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	$3I_B$, кА
1	3,49	3,04	20	600	3,49	16	3,04	0,06
2	3,47	3,01	20	600	3,47	16	3,01	0,06
3	3,47	3,01	20	600	3,47	16	3,01	0,06
4	3,49	3,04	20	600	3,49	16	3,04	0,06
5	3,47	3,01	20	600	3,47	16	3,01	0,06
6	3,28	2,86	20	600	3,28	16	2,86	0,06
7	3,34	2,94	32	600	3,34	16	2,94	0,1

Предохранители 10 кВ для каждой ТП выбраны и проверены на соответствие всем условиям.

2.10.2 Выбор автоматических выключателей для защиты линий 0,4 кВ

Выбираем автоматический выключатель ВА51-33.

В зависимости от ранее принятых условий выбора автоматических выключателей 0,4 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии питания потребителя 84 (ближайший потребитель) ТП-1, показанный далее, А:

$$I_{ном. расц} \geq I_p, \quad (37)$$

$$100A \geq 67,5A,$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Выходные данные вычисления условий выбора автоматических выключателей 0,4 кВ ТП села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 15.

Таблица 15 - Выбор АВ для защиты линий 0,4 кВ

№	Потребители	S _p , кВА	P _p , кВт	I _p , А	I _{ном расц} , А	Тип АВ
ТП 1	10,131,132,119	29,38	27,33	42,46	100	ВА51-33
	11-16, 145	28,71	27,20	41,49	100	ВА51-33
	17-21,146-148	39,47	37,40	57,04	100	ВА51-33
	22-26,149,150	34,72	32,90	50,17	100	ВА51-33
	48-51,201	31,07	28,89	44,89	100	ВА51-33
	210,198,204	104,64	80,57	151,21	160	ВА51-35
	200,84	46,71	37,37	67,50	100	ВА51-33
ТП 2	1-3,127,128	31,40	29,75	45,38	100	ВА51-33
	4-9,129,130	35,89	34,00	51,86	100	ВА51-33
	133-136,46	40,37	38,25	58,34	100	ВА51-33
	46,47,203	27,40	23,29	39,59	100	ВА51-33
	52,53,142-144,208	38,99	36,26	56,34	100	ВА51-33
	126..	35,36	25,00	51,09	100	ВА51-33
	199..	35,36	25,00	51,09	100	ВА51-33
ТП 3	44,137-141	45,40	43,01	65,60	100	ВА51-33
	43,164-165,205	37,50	33,75	54,20	100	ВА51-33
	55,172-176	45,40	43,01	65,60	100	ВА51-33
	42,167-171	45,40	43,01	65,60	100	ВА51-33
ТП 4	206,207,202	38,89	33,05	56,20	100	ВА51-33
	27-31,151	29,52	27,97	42,65	100	ВА51-33
	152-154,209,35,33	41,33	38,85	59,72	100	ВА51-33
	32,33,122,123,121	54,30	48,87	78,47	100	ВА51-33
	280.120.	60,10	42,67	86,86	100	ВА51-33
ТП 5	157-160,36-39	43,06	40,91	62,23	100	ВА51-33
	161-163,40,41,83	37,15	35,30	53,69	100	ВА51-33
	56-61,177	30,86	29,32	44,60	100	ВА51-33
	191-193,54,155,156,62,63	46,65	44,32	67,42	100	ВА51-33
ТП 6	189,190,65,194-197,64	50,24	47,73	72,60	100	ВА51-33
	66-72	27,00	25,65	39,02	100	ВА51-33
	183-188,82	50,15	47,64	72,47	100	ВА51-33
	73-79	27,00	25,65	39,02	100	ВА51-33
	80,81,178-182	46,29	43,98	66,90	100	ВА51-33
	124	35,36	25,00	51,09	100	ВА51-33
ТП 7	85,86,118,116,104	58,74	48,17	84,89	100	ВА51-33
	87,88,105-109,99	118,36	98,24	171,05	250	ВА51-37
	110-111,100,101,89,90,95	83,45	68,43	120,59	160	ВА51-35
	91,92,112-114,96,97,102	91,70	75,20	132,52	160	ВА51-35
	93,115,103,98,94,117	81,75	65,40	118,14	160	ВА51-35

В зависимости от ранее принятых условий проверки автоматических выключателей 0,4 кВ по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее:

$$I_{no}^{(3)} \leq I_{отк},$$

$$1,4 \text{ кА} \leq 6 \text{ кА}.$$

В зависимости от ранее принятых условий проверки автоматических выключателей 0,4 кВ по чувствительности к токам КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее:

$$I_{no}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{расц \text{ КЗ}};$$

$$0,41 \text{ кА} \geq 0,25 \text{ кА}.$$

где $I_{расц \text{ КЗ}}$ - ток уставки расцепителя при КЗ, 0,2 кА для ТП-1.

Выходные данные вычисления условий проверки автоматических выключателей 0,4 кВ ТП села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 16.

Таблица 16 - Проверка АВ для защиты линий 0,4 кВ

ТП	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	$I_{уд}$, кА	по разрушающему действию токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
				$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}$, кА	$1,25 I_{расц}$, кА
ТП-1							
ближайший потр. 84	1,376	0,41	1,946	1,4	6	0,410	0,25
удалённый потр. 21	1,11	0,305	1,570	1,1	6	0,305	0,25
ТП-7							
ближайший потр. 98	1,051	0,28	1,487	1,1	6	0,280	0,25
удалённый потр. 116	2,378	0,299	3,364	2,4	6	0,299	0,25
ТП-2							
ближайший потр. 208	1,73	0,563	2,451	1,7	6	0,563	0,25
удалённый потр. 9	0,879	0,236	1,243	0,9	6	0,236	0,2
ТП/-6							
ближайший потр. 66	0,997	0,277	1,410	1,0	6	0,277	0,25
удалённый потр. 178	1,245	0,34	1,763	1,2	6	0,340	0,25

2.10.3 Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

Выбираем автоматический выключатель ВА51-37.

В зависимости от ранее принятых условий выбора автоматических выключателей 0,4 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее, А:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (38)$$

$$250\text{А} \geq 173\text{А},$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Выходные данные вычисления условий выбора автоматических выключателей 0,4 кВ ТП села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 17.

Таблица 17 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	I_p АВТ, А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
1	173	250	ВА51-37
2	129	160	ВА51-35
3	215	250	ВА51-37
4	121	160	ВА51-35
5	197	250	ВА51-37
6	139	160	ВА51-35
7	243	250	ВА51-37

В зависимости от ранее принятых условий проверки автоматических выключателей 0,4 кВ по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее:

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

$$4,91\text{кА} \leq 15\text{кА}.$$

В зависимости от ранее принятых условий проверки автоматических выключателей 0,4 кВ по чувствительности к токам КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее:

$$I_{no}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{расц\ КЗ};$$

$$3,34\text{кА} \geq 3,125\text{кА}.$$

где $I_{расц\ КЗ}$ - ток уставки расцепителя при КЗ, 2,5 кА для ТП-1.

Выходные данные вычисления условий проверки автоматических выключателей 0,4 кВ ТП села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 18.

Таблица 18 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

Подстанция	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	$I_{уд}$, кА	по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		по чувствительности к токам КЗ	
				$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{отк}$, кА	$I_{по}$, кА	$1,25I_{расц}$, кА
ТП 1 (шины НН)	3,337	4,912	6,071	4,91	15,00	3,34	3,125
ТП 7 (шины НН)	4,385	6,946	8,297	6,95	15,00	4,39	3,125
ТП 2 (шины НН)	3,337	4,912	6,071	4,91	15,00	3,34	2
ТП 6 (шины НН)	3,337	4,912	6,071	4,91	15,00	3,34	2

Вводные АВ 0,4 кВ для каждой ТП выбраны и проверены на соответствие всем условиям.

2.10.4 Выбор выключателей нагрузки

Выбираем выключатели нагрузки ВМП-10/400.

В зависимости от ранее принятых условий выбора выключателей нагрузки 10 кВ по расчетному току и номинальному напряжению выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} \geq I_p,$$

$$400\text{А} \geq 18\text{А},$$

В зависимости от ранее принятых условий проверки выключателей нагрузки 10 кВ по термической стойкости выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее:

$$B_k = I_{но.ТП1}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$B_k = 12,26^2 \cdot (0,055 + 0,05 + 0,5) = 45 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

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

где $t_{отк}$ - время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,055\text{с}$.

В зависимости от ранее принятых условий проверки выключателей нагрузки 10 кВ по электродинамической стойкости выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее:

$$i_{уд} \geq I_{дин},$$

$$30 \text{ кА} \geq 26,5 \text{ кА}.$$

Выходные данные вычисления условий проверки выключателей нагрузки 10 кВ ТП села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 19 для ТП-1 и таблицу 20 для всех ТП.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ВН ТП-1

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 400 \text{ А}$ $i_{скв} = 30 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$ $I_{p\max\text{ТП}} = 18 \text{ А}$ $i_{уд\ \text{ТП}} = 26,5 \text{ кА}$ $B_k = 45 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{p\max}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_k$

Таблица 20 – Выбор и проверка выключателей нагрузки

№ ТП	$I_{P\ \text{ТП}}, \text{ А}$	$I_H, \text{ А}$	$B_{кр}, \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн}, \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	$I_{дин}, \text{ кА}$
1	18	400	45	400	5,2	30
2	18	400	6	400	19,0	30
3	14	400	7	400	19,0	30
4	18	400	4	400	26,5	30
5	14	400	2	400	19,0	30
6	18	400	4	400	4,1	30
7	29	400	2	400	26,5	30

Выключатели нагрузки 10 кВ для каждой ТП выбраны и проверены на соответствие всем условиям.

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

3.1 Определение приведенной нагрузки трансформаторных подстанций

В зависимости от ранее принятых условий вычисления нагрузки ТП на стороне 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для ТП-1, показанный далее, кВА:

$$S_{10кВ ТП1} = \sqrt{(P_{ТП1} + \Delta P_{T1})^2 + (Q_{ТП1} + \Delta Q_{ТП1})^2}, \quad (39)$$

$$S_{10кВ ТП1} = \sqrt{(216 + 2 \cdot 2,1)^2 + (104 + 2 \cdot 7,9)^2} = 251.$$

где ΔP_T - активные потери мощности в силовых трансформаторах ТП, расчётное значение;

ΔQ_T - реактивные потери мощности в силовых трансформаторах ТП расчётное значение.

Выходные данные вычисления нагрузки на стороне 10 кВ ТП села Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 21 для всех ТП.

Таблица 21 - Нагрузка ТП на стороне 10 кВ

№ ТП	1	2	3	4	5	6	7
$P_{ТП}$, кВт	220	164	136	153	125	176	308
$Q_{ТП}$, квар	120	90	75	84	69	97	168
$S_{ТП}$, кВА	251	187	155	175	142	201	351

3.2 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ

Для района проектирования используем напряжение источника питания – 10 кВ. Составляем два варианта исполнения схемы сети 10 кВ: используем петлевую и двухлучевую конфигурации, согласно [2]. На рисунках 9-10 показаны графы схем сети 10 кВ.

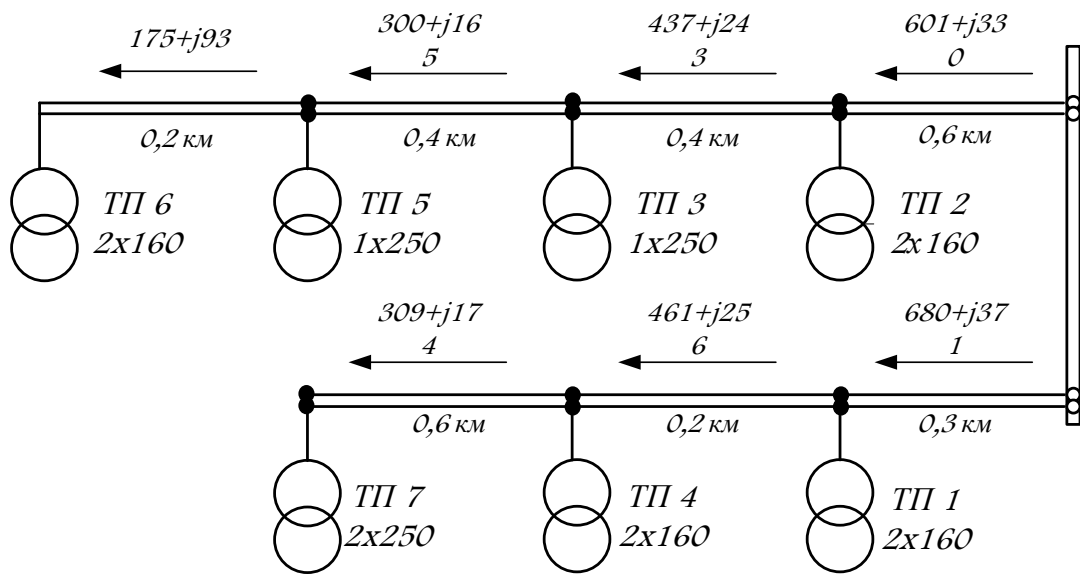


Рисунок 9 –Граф сети 10 кВ по варианту 1

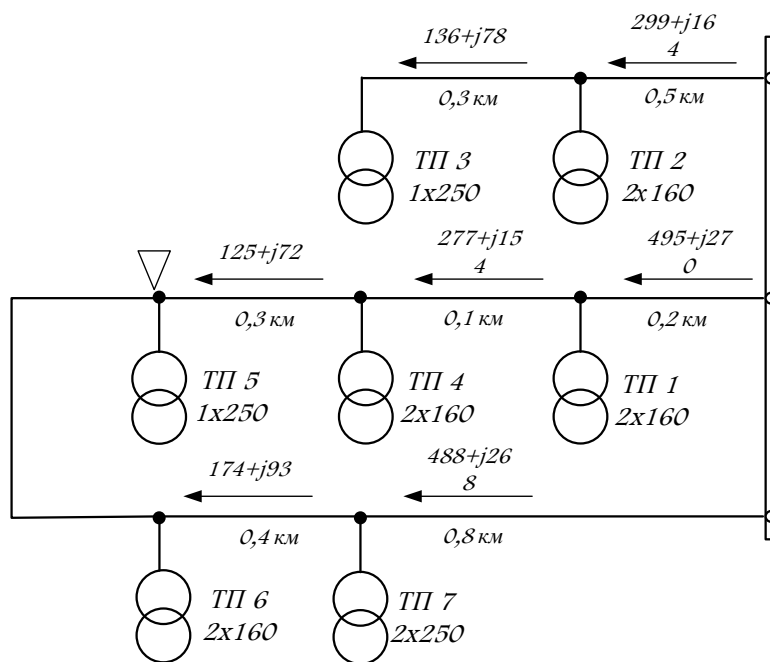


Рисунок 10 –Граф сети 10 кВ по варианту 2

3.3 Определение суммарной нагрузки на шинах подстанции «Некрасовка»

В зависимости от ранее принятых условий вычисления нагрузки линий 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для участка ТП1-ТП4-ТП7 по варианту 1, показанный далее:

$$P_{PТП1-ТП4-ТП7} = \kappa_O \cdot (P_{PТП1} + P_{PТП4} + P_{PТП7}), \quad (40)$$

$$P_{PТП1-ТП4-ТП7} = 0.85 \cdot (220 + 153 + 308) = 578 \text{ кВт},$$

$$Q_{PТП1-ТП4-ТП7} = \kappa_O \cdot (Q_{PТП1} + Q_{PТП4} + Q_{PТП7}), \quad (41)$$

$$Q_{PТП1-ТП4-ТП7} = 0.85 \cdot (120 + 84 + 168) = 317 \text{ кВар},$$

$$S_{PТП1-ТП4-ТП7} = \sqrt{P_{PТП1-ТП4-ТП7}^2 + Q_{PТП1-ТП4-ТП7}^2}, \quad (42)$$

$$S_{PТП1-ТП4-ТП7} = \sqrt{578^2 + 317^2} = 660 \text{ кВА},$$

где κ_o - коэффициент одновременности, [2].

В зависимости от ранее принятых условий вычисления расчётного тока линий 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для участка ТП1-ТП4-ТП7 по варианту 1, показанный далее:

$$I_{PМАКС} = \frac{S_{PТП1-ТП4-ТП7}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{PМАКС} = \frac{660}{\sqrt{3} \cdot 10} = 38 \text{ А}.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления допустимого тока 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для провода СИП-3 (3x35), показанный далее:

$$I_{ДОП} = I_{ДОП\text{ СТАНД}} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ТЕМП}, \quad (43)$$

$$I_{\text{доп}} = 200 \cdot 1,2 \cdot 1 = 240 \text{ А,}$$

где $K_{\text{пер}}$ - перегрузочный коэффициент, 1.2;

$K_{\text{темп}}$ - температурный коэффициент, 1;

$I_{\text{доп стандарт}}$ - длительно допустимый ток СИП-3 (3х35), 200 А.

Выходные данные вычисления нагрузки на стороне 10 кВ ПС Некрасовка в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 22 для всех линий 10 кВ.

Таблица 22 – Расчётная нагрузка на шинах 10 кВ ПС «Некрасовка»

Линия	S_p , кВА	$\text{tg}\varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	I_p , А	F , мм ²	L , км	R_L , Ом/км	ΔU , %
ПС - ТП 1 - ТП 4 - ТП 7	776	0.43	714	371	38	35	1,1	0,986	0,6
ПС - ТП 2 - ТП 3 - ТП 5 - ТП 6	685	0.43	630	347	34	35	1,3	0,986	0,7
на шинах ПС "Некрасовка"	1879	0.43	1729	737	109				

3.4 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для расчета токов КЗ в сети по принятому варианту используется схема на рисунке 11.

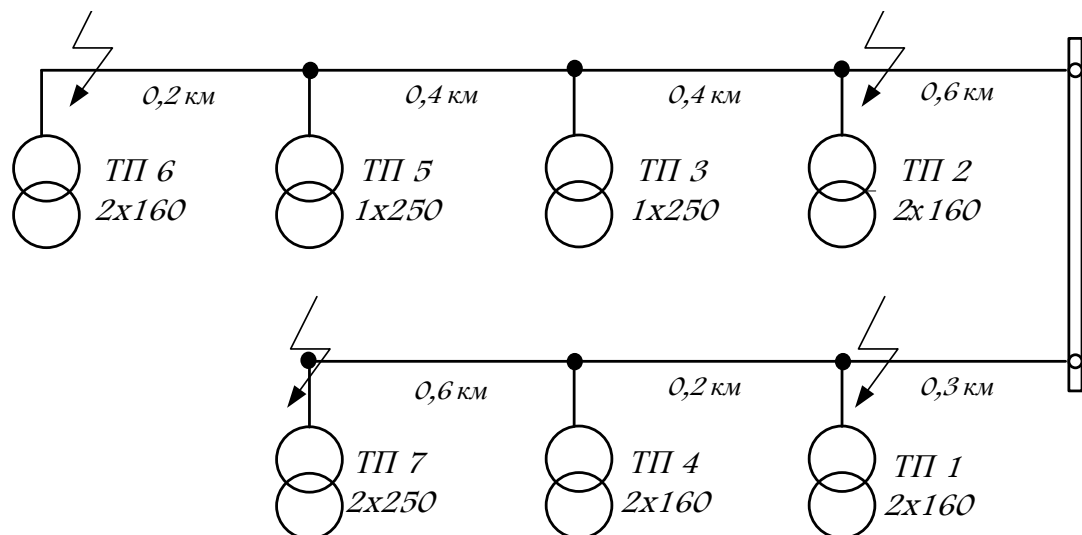


Рисунок 11 – Точки КЗ в сети 10 кВ

По рисунку 8 рассчитываем токи КЗ в характерных точках: шины 10 кВ ближней и дальней ТП на каждом луче.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления сопротивления системы выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт, показанный далее, Ом:

$$X_C = \frac{U_{ep}}{\sqrt{3} \cdot I_{10кВ ПС}^{(3)}}; \quad (44)$$

$$X_C = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 3.5} = 1.7;$$

где $I_{10кВ ПС}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Некрасовка», принимается 3,5 кА.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления сопротивления участков линий выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии ТП1-4-7, показанный далее, Ом:

$$X_L = x_{y\partial} \cdot L; \quad (45)$$

$$X_L = 0,01 \cdot 0,2 = 0,002;$$

$$R_L = r_{y\partial} \cdot L, \quad (46)$$

$$R_L = 0,986 \cdot 0,2 = 0,1,$$

где $r_{y\partial}$, $x_{y\partial}$ – удельное активное и реактивное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления тока трехфазного КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии ТП1-4-7, показанный далее, кА:

$$I_{noТП1} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma ТП1}^2 + X_{\Sigma ТП1}^2}} \quad (47)$$

$$I_{noТП1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,1^2 + (0,002 + 1,7)^2}} = 3,49.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления тока двухфазного КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии ТП1-4-7, показанный далее, кА:

$$I_{noТП1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{noТП1}^{(3)}, \quad (48)$$

$$I_{noТП1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,49 = 3,04.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления постоянной времени тока КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии ТП1-4-7, показанный далее, с:

$$T_{ТП1} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (49)$$

$$T_{ТП1} = \frac{1,702}{0,1 \cdot 314} = 0,1.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления коэффициента затухания апериодической составляющей тока КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии ТП1-4-7, показанный далее, с:

$$K_{y\partial TП1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{П1}}}, \quad (50)$$

$$K_{y\partial TП1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,1}} = 1,91.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления ударного тока КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии ТП1-4-7, показанный далее, кА:

$$i_{y\partial TП1} = K_{y\partial TП1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по TП1}, \quad (51)$$

$$i_{y\partial TП1} = 1,91 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,49 = 9,42.$$

Выходные данные вычисления токов КЗ в сети 10 кВ в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 23 для характерных ТП.

Таблица 23 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

Линия	L, км	R _{экв} , Ом	Z _{экв} , Ом	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽²⁾ _{по} , кА	T, с	K _{уд}	I _{уд} , кА
ПС - ТП 1 - ТП 4 - ТП 7								
ближняя ТП 1	0,2	0,10	1,74	3,49	3,04	0,101	1,9	9,42
дальняя ТП 7	1,1	0,54	1,82	3,34	2,91	0,018	1,58	7,47
ПС - ТП 2 - ТП 3 - ТП 5 - ТП 6								
ближняя ТП 2	0,5	0,25	1,75	3,47	3,01	0,040	1,8	8,73
дальняя ТП 6	1,3	0,64	1,85	3,28	2,86	0,016	1,5	7,08

Токи КЗ рассчитаны в сети 10 кВ для каждого характерного участка и будут использованы в дальнейших расчётах.

3.5 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов короткого замыкания

В зависимости от ранее принятых условий вычисления термически стойкого к токам КЗ сечения линий выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии ТП1-4-7, показанный далее:

$$S_T = \frac{I_{КЗ} \cdot \sqrt{t_{II}}}{K_T}, \quad (52)$$

$$S_{ТП1} = \frac{3490 \cdot \sqrt{(0.01 + 3 \cdot 0,5 + 0.045)}}{95} = 8,6 \text{ мм}^2.$$

где $I_{КЗ}$ - ток КЗ наибольшей величины;

t_{II} - длительность КЗ, суммарная величина, состоящая из времени срабатывания релейной защиты 0,01с, отключения выключателя 0,045с, селективности 0,5 с на каждую ТП;

K_T - температурный коэффициент, 95.

Выходные данные вычисления термически стойкого к токам КЗ сечения линий 10 кВ в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 24 для характерных ТП.

Таблица 24 – Проверка сечений линий 10 кВ

Линия	$I^{(3)}_{по}$, кА	$S_{\text{терм. стойкое}}$, кв мм	$S_{\text{СИП 3 факт}}$, кв. мм
ПС - ТП 1 - ТП 4 - ТП 7			
ближняя ТП 1	3.49	8.6	35
дальняя ТП 7	3.34	21.0	35
ПС - ТП 2 - ТП 3 - ТП 5 - ТП 6			
ближняя ТП 2	3.47	8.6	35
дальняя ТП 6	3.28	20.6	35

Провода линий 10 кВ для каждого участка проверены на соответствие термической стойкости.

3.6 Проверка на допустимую потерю напряжения

В зависимости от ранее принятых условий вычисления допустимой потери напряжения выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для линии ТП1-4-7, показанный далее:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_{y0} \cdot \cos \varphi + x_{y0} \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%}{U_H}, \quad (53)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 38 \cdot 1,1 \cdot (0,986 \cdot 0,88 + 0,09 \cdot 0,48) \cdot 100\%}{10000} = 0,6\%.$$

По описанному выше порядку для сети 10 кВ по варианту 1 и 2 проводится выбор и проверка проводов СИП.

Выходные данные вычисления пусковой потери напряжения в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 25 для линий 10 кВ.

Таблица 25– Выбор и проверка проводов 10 кВ

Линия	S _{сум} , кВА	K _о	S _р , кВА	I _р , А	F, мм ²	I _{доп} , А	L, км	R _л , Ом/км	ΔU, %
Вариант №1									
ПС - ТП 1 - ТП 4 - ТП 7	776	0,85	660	38	35	200	1.1	0,986	0.6
ПС - ТП 2 - ТП 3 - ТП 5 - ТП 6	685	0,85	582	34	35	200	1.3	0,986	0.7
Вариант №2									
ПС - ТП 2 - ТП 3	342	0,90	308	18	35	200	0,9	0,986	0,2
ПС - ТП 1 - ТП 4 - ТП 5	568	0,85	483	28	35	200	0,7	0,986	0,3
ПС - ТП 7 - ТП 6	551	0,90	496	29	35	200	1.2	0,986	0.5

3.7 Выбор варианта сети 10 кВ

Для сравнения вариантов по приведенным среднегодовым затратам необходимо рассчитать потери на участках сети 10 кВ для каждого варианта. Расчет проводится в приложении Б. Вариант сети 10 кВ выбирается по приведенным затратам по величинам имеющие различия в вариантах сравнения.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления приведенных затрат выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт, показанный далее:

$$Z = E \cdot K + И = E \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (54)$$

где E - норматив дисконтирования, 0,1 по [10];

$K_{ВЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость ВЛ выполненной СИП-3 принимаем 104 тыс.руб/км, стоимость выключателей принимаем 143 тыс.руб/шт в ценах 1 кв. 2021 года;

C_0 - удельная стоимость потерь электроэнергии, 1,4 руб/кВт·ч, [11].

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание $a_{ам.выкл} = 5,9\%$, $a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%$, [10];

$\Delta W_{ВЛ}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления потерь электроэнергии в линиях выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт, показанный далее:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + j \cdot X) \cdot T, \quad (55)$$

где $P_{Л}$ – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{Л}$ – потоки реактивной мощности по линии, МВАр;

R, X – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

T – число часов.

Выходные данные вычисления приведенных затрат в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 26 для сети 10 кВ.

Таблица 26 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

№ Вар	N _{выкл} , шт	C _{выкл} , тыс руб	K _{выкл} , тыс руб	L, км	C _{сип} , тыс руб	K _{линии} , тыс руб	I _{экс} , тыс руб	I _{экс} _{выкл} , тыс руб	I _{ам} , тыс руб	П, кВтч	C _п руб/кВтч	I _п , тыс руб	З, тыс руб
1	2	3	4=2·3	5	6	7=5·6	8	9	10	11	12	13	14
1	4	210	840	4,8	104	499	2	50	67	32286	0,983	32	298
2	4	210	840	3,4	104	354	2	50	60	53364	0,983	52	295

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что варианты являются равноценными, так как разница в затратах менее 5%. Выбираем вариант с наименьшими потерями электроэнергии – выбираем вариант 1. Окончательно проверим его по потере напряжения в принятой сети.

4 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ПОДСТАНЦИИ «НЕКРАСОВКА»

Для прогнозирования величины нагрузки используются данные по естественному приросту нагрузки в среднем за 5 летний период.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления прогнозной активной нагрузки на стороне 10 кВ для 2032 года выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт, показанный далее, кВт:

$$P_{\text{прогн}}^{10} = P_{\text{расч}}^{10} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^{10}, \quad (56)$$

$$P_{\text{прогн}}^{10} = 1729 \cdot \left(1 + \frac{2,3}{100}\right)^{10} = 2170,$$

где Σ - прирост нагрузки, принимается 2,3%;

$P_{\text{расч}}^{10}$ – расчётная активная нагрузка на стороне 10 кВ ПС Некрасовка, 1729 кВт.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления прогнозной активной нагрузки на стороне 35 кВ для 2032 года выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт, показанный далее, кВт:

$$P_{\text{прогн}}^{35} = P_{\text{макс}}^{35} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^{10},$$

$$P_{\text{прогн}}^{35} = 300 \cdot \left(1 + \frac{2,3}{100}\right)^{10} = 377,$$

где Σ - прирост нагрузки, принимается 2,3%;

$P_{\text{макс}}^{35}$ – максимальная активная нагрузка на стороне 35 кВ ПС Некрасовка в день зимнего контрольного замера, 300 кВт.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления суммарной активной нагрузки ПС Некрасовка для 2032 года выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт, показанный далее, кВт:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{прогн}}^{10} + P_{\text{томичи}}^{10} + P_{\text{прогн}}^{35} + P_{\text{возжаевка}}^{35},$$

$$P_{\Sigma} = 2170 + 2300 + 377 + 3300 = 8147 \text{ кВт},$$

где $P_{\text{томичи}}^{10}$ - нагрузка резерва по стороне 10 кВ ПС «Томичи», кВт,

$P_{\text{возжаевка}}^{35}$ - нагрузка резерва по стороне 35 кВ ПС «Возжаевка». кВт.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления суммарной реактивной нагрузки ПС Некрасовка для 2032 года выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт, показанный далее, квар:

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{НЕСК}}^{10} + Q_{\text{макс}}^{35},$$

$$Q_{\Sigma} = 737 + 230 = 967 \text{ квар},$$

где $Q_{\text{неск}}^{10}$ – некомпенсированная реактивная нагрузка на стороне 10 кВ ПС Некрасовка, 737 квар;

$Q_{\text{макс}}^{35}$ – максимальная реактивная нагрузка на стороне 35 кВ ПС Некрасовка в день зимнего контрольного замера, 230 квар.

Прогнозирование реактивной нагрузки не проводится, так как рост потребления реактивной мощности является не показательным с точки зрения пропускной способности силовых трансформаторов и при необходимости вопрос компенсации реактивной мощности на ПС решается установкой батарей конденсаторов.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления суммарной полной нагрузки ПС Некрасовка для 2032 года выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт, показанный далее, кВА:

$$S_P = \sqrt{(P_\Sigma)^2 + (Q_\Sigma)^2}, \quad (57)$$

$$S_P = \sqrt{(8147)^2 + (967)^2} = 8204 \text{ кВА},$$

5 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Фактический $tg\varphi$ на шинах ПС равен 0,43, выбираются конденсаторные установки, так как на стороне 10 кВ ПС рекомендуется поддерживать $tg\varphi = 0,4$.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления требуемой мощности компенсирующих устройств на ПС Некрасовка выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт, показанный далее, квар:

$$Q_{KV}^{TP} = P_{расч} \cdot tg\varphi_{факт} - P_{расч} \cdot tg\varphi_{пред}, \quad (58)$$

$$Q_{KV}^{TP} = 1729 \cdot 0,43 - 1249 \cdot 0,4 = 45,$$

где $tg\varphi_{пред}$ - предельно допустимый коэффициент мощности, 0,4 [12].

Батареи конденсаторов не устанавливаются, так как требуемая величина реактивной мощность незначительна.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления реактивной мощности на ПС Некрасовка выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт, показанный далее, квар:

$$Q_{HECK} = P_{расч} \cdot tg\varphi_{факт}. \quad (59)$$

$$Q_{HECK} = 1729 \cdot 0,43 = 737.$$

Таким образом, на шинах 10 кВ нагрузка равна:

$$P_{расч}^{10} = 1729 \text{ кВт},$$

$$Q_{HECK}^{10} = 737 \text{ квар}.$$

6 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ И СЕЧЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ ЛИНИИ

Номинальное напряжение питающей ВЛ 110 кВ необходимо проверить по эмпирической формуле, погрешность которой находится в рамках инженерной величины.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления напряжения питающей линии ПС Некрасовка выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле Стилла, показанный далее, кВ:

$$U_{НОМ ВЛ-110кВ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}, \quad (60)$$

$$U_{НОМ ВЛ-110кВ} = 4,34 \cdot \sqrt{35,5 + 16 \cdot (8,2)} = 56,$$

где l - длина линии, по которой передаётся мощность P , принимается 35,5 км по схеме электроснабжения;

P - мощность, передаваемая по линии, МВт.

По результатам проверки напряжение питающей линии можно принять 35 или 110 кВ. Так как существующая линия выполнена на напряжение 110 кВ, то данное напряжение остаётся без изменений.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления максимального тока питающей линии ПС Некрасовка выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, А:

$$I_{\max.i} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{Ц}}, \quad (61)$$

$$I_{\max.i} = \frac{8250}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 43 \text{ А},$$

где S_p – расчётная мощность на ПС «Некрасовка», кВА;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение питающей линии, 110 кВ;

$n_{ц}$ – количество цепей.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления расчётного тока питающей линии ПС Некрасовка выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, А:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (62)$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,43 = 45 \text{ А},$$

где α_i – коэффициент роста нагрузки по годам эксплуатации, 1.05 [2];

α_T – коэффициент максимума энергосистемы, 1,0 [2];

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

Питающая линия выполнена проводом АС-120, экономический токовый интервал для провода от 36 до 45 А. Сечение провода находится в экономическом токовом интервале.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления тока питающей линии в утяжеленном режиме ПС Некрасовка выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, А:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{TP\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}.$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46 \text{ А}.$$

Допустимый по нагреву ток провода АС-120 390 А, провод выдерживает.

7 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «НЕКРАСОВКА»

7.1 Выбор мощности силовых трансформаторов 110/35/10 кВ

На ПС «Нерасовка» установлены трансформаторы разной мощности, поэтому проводится замена одного трансформатора KRTU-5600/110 на ТМТ-6300/110.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления коэффициентов загрузки трансформаторов ПС «Некрасовка» в нормальном режиме выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$K_3 = \frac{S_P}{2 \cdot S_{ном}}$$

$$K_3 = \frac{8204}{2 \cdot 6300} = 0,65.$$

Трансформаторы загружены оптимально до 2031 года.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления коэффициентов загрузки трансформаторов ПС «Некрасовка» в послеаварийном режиме выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$K_3 = \frac{S_P}{S_{ном}}$$

$$K_3 = \frac{8204}{6300} = 1,3.$$

Допустимое значение 1,4 не превышено.

7.2 Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Некрасовка»

Составляется расчётная схема, на которой показываются все параметры оборудования необходимые для расчёта, рисунок 12. В расчёте используются данные замера токов КЗ на шинах 110 кВ питающей ПС «Белогорская». Для расчёта в относительных единицах выбираются базисные величины из номинальной мощности оборудования: $S_{баз} = 6,3 \text{ МВА}$; $U_{баз1} = 110 \text{ кВ}$; $U_{баз3} = 10 \text{ кВ}$.

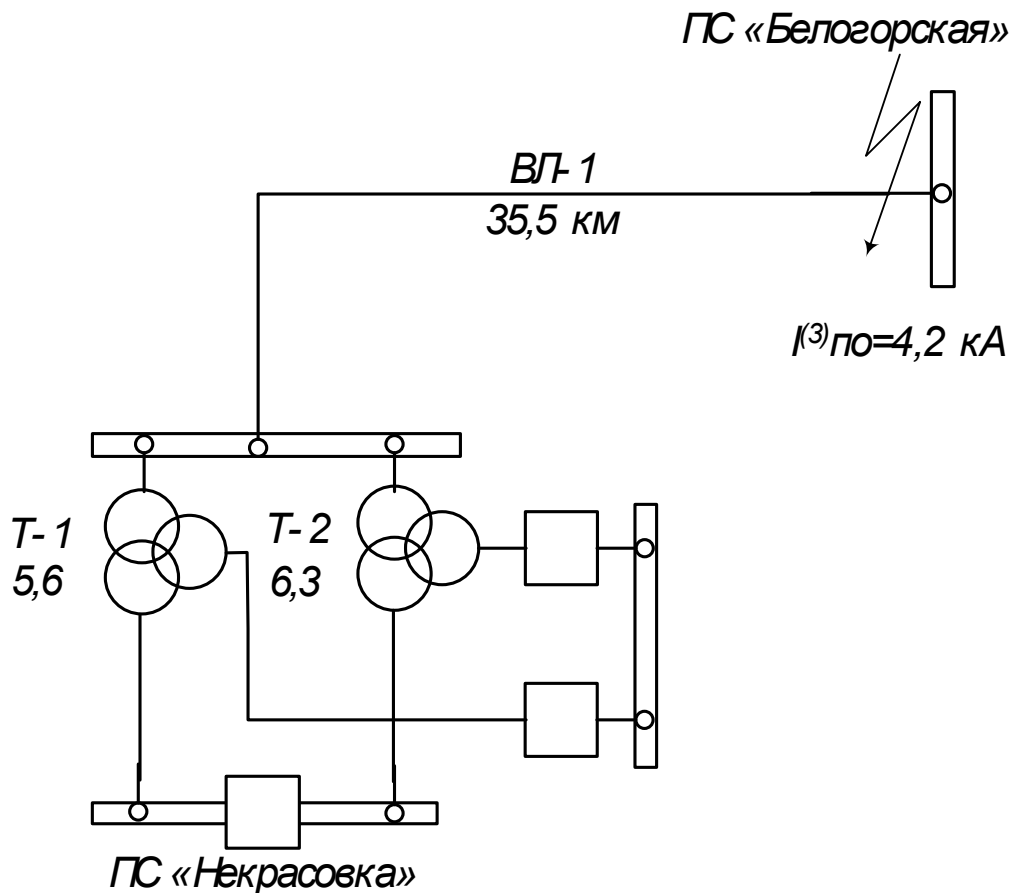


Рисунок 12 – Схема для расчёта токов КЗ на ПС «Некрасовка»

В зависимости от ранее принятых условий вычисления базисных токов ступеней напряжения 110 и 10 кВ ПС «Некрасовка» выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{баз1} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{баз1}}; \quad (63)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,033 \text{ кА};$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз2}}};$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,364 \text{ кА}.$$

Сопротивления элементов сети рассчитываются в соответствии со схемой замещения, рисунок 13.

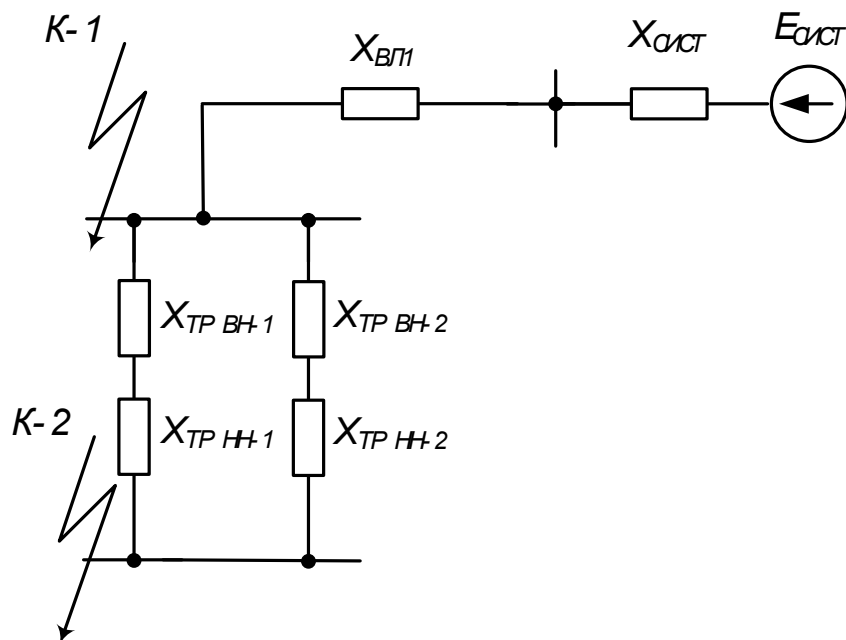


Рисунок 13 – Схема замещения участка сети

В зависимости от ранее принятых условий вычисления сопротивления системы выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$X_{СИСТ} = \frac{I_{\text{баз1}}}{I_{\text{КЗвнеш}}^{(3)}}, \quad (64)$$

$$X_{СИСТ} = \frac{0,033}{4,2} = 0,008 \text{ о.е.},$$

где $I_{КЗ\ внеш}^{(3)}$ - ток КЗ на стороне 110 кВ ПС «Белогорская» по результатам замеров, кА;

$I_{баз1}$ - базисный ток на стороне 110 кВ, кА.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления сопротивления линии выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$X_{ВЛ-1} = X_{УД\ ВЛ} \cdot L \cdot \frac{S_{баз}^2}{U_{баз1}^2}, \quad (65)$$

$$X_{ВЛ-1} = 0,4 \cdot 35,5 \cdot \frac{6,3^2}{110^2} = 0,007 \text{ о.е.},$$

где L - протяженность линии, 35,5 км;

$X_{УД\ ВЛ}$ - удельное сопротивление линии, принимается 0,4 Ом/км.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления напряжения короткого замыкания трансформаторов выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, %:

$$U_{КВ\ Т1} = U_{КВ\ Т2} = 0,5 \cdot (U_{К\ ВН\ Т1} + U_{К\ СН\ Т1} - U_{К\ ВС\ Т1}); \quad (66)$$

$$U_{КВ\ Т1} = U_{КВ\ Т2} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25;$$

$$U_{КН\ Т1} = U_{КН\ Т2} = 0,5 \cdot (U_{К\ ВС\ Т1} + U_{К\ ВН\ Т1} - U_{К\ СН\ Т1});$$

$$U_{КН\ Т1} = U_{КН\ Т2} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75;$$

где $U_{K BH}, U_{K CH}, U_{K BC}$ - паспортные данные трансформаторов ПС «Некрасовка», %.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления сопротивления трансформаторов выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$X_{TP BH1} = \frac{U_{KB T1} \cdot S_{баз}}{100 \cdot S_{НОМТР1}}; \quad (67)$$

$$X_{TP BH1} = \frac{6,25 \cdot 6,3}{100 \cdot 5,6} = 0,07 \text{ о.е.};$$

$$X_{TP BH2} = \frac{U_{KB T2} \cdot S_{баз}}{100 \cdot S_{НОМТР2}};$$

$$X_{TP BH2} = \frac{6,25 \cdot 6,3}{100 \cdot 6,3} = 0,0625 \text{ о.е.};$$

$$X_{TP HH1} = \frac{U_{KH T1} \cdot S_{баз}}{100 \cdot S_{НОМТР1}};$$

$$X_{TP HH1} = \frac{10,75 \cdot 6,3}{100 \cdot 5,6} = 0,12 \text{ о.е.};$$

$$X_{TP HH2} = \frac{U_{KH T2} \cdot S_{баз}}{100 \cdot S_{НОМТР2}};$$

$$X_{TP HH2} = \frac{10,75 \cdot 6,3}{100 \cdot 6,3} = 0,1075 \text{ о.е.};$$

где $S_{НОМТР1}$, $S_{НОМТР2}$ - номинальная мощность трансформаторов на ПС «Некрасовка».

В зависимости от ранее принятых условий вычисления сопротивления в точке К-1 и К-2 выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$X_{K-1} = X_{СИСТ} + X_{ВЛ-1}; \quad (68)$$

$$X_{K-1} = 0,008 + 0,007 = 0,015 \text{ о.е.};$$

$$X_{K-2} = X_{СИСТ} + X_{ВЛ-1} + \frac{(X_{ТР ВН1} + X_{ТР НН1}) \cdot (X_{ТР ВН2} + X_{ТР НН2})}{(X_{ТР ВН1} + X_{ТР НН1}) + (X_{ТР ВН2} + X_{ТР НН2})}; \quad (69)$$

$$X_{K-2} = 0,008 + 0,007 + \frac{(0,07 + 0,12) \cdot (0,0625 + 0,1075)}{(0,07 + 0,12) + (0,0625 + 0,1075)} = 0,105 \text{ о.е.}$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления периодической составляющей тока трёхфазного КЗ в начальный момент времени для точки К-1 и К-2 выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{П0К1} = \frac{E_{СИСТ} \cdot I_{баз1}}{X_{K-1}}; \quad (70)$$

$$I_{П0К1} = \frac{1 \cdot 0,033}{0,015} = 2,2 \text{ кА};$$

$$I_{П0К2} = \frac{E_{СИСТ} \cdot I_{баз2}}{X_{K-2}},$$

$$I_{I0K2} = \frac{1 \cdot 0,364}{0,105} = 3,5 \text{ кА}.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления апериодической составляющей тока трёхфазного КЗ в начальный момент времени для точки К-1 и К-2 выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$i_{a0K1} = \sqrt{2} \cdot I_{I0K1}, \quad (71)$$

$$i_{a0K1} = \sqrt{2} \cdot 2,2 = 3,1 \text{ кА},$$

$$i_{a0K2} = \sqrt{2} \cdot I_{I0K2},$$

$$i_{a0K2} = \sqrt{2} \cdot 3,5 = 5 \text{ кА}.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления ударного тока КЗ для точки К-1 и К-2 выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot I_{I0K1} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a110}}}\right), \quad (72)$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot 2,2 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}}\right) = 5,6 \text{ кА},$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot I_{I0K2} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a10}}}\right),$$

$$i_{y_{K1}} = \sqrt{2} \cdot 3,5 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}}\right) = 8,8 \text{ кА},$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока трёхфазного КЗ, принимается по 0,05 с для шин 110 кВ подстанций подключенных к системе и 0,04 с для шин 10 кВ.

7.3 Выбор выключателей

На стороне 110 кВ выбираем вводные элегазовые выключатели типа ВГБУ-110-40/2000 У1 [15] с электромагнитным приводом ШПЭ-46.

Упрощённая однолинейная схема ПС «Некрасовка» показана на рисунке 14.

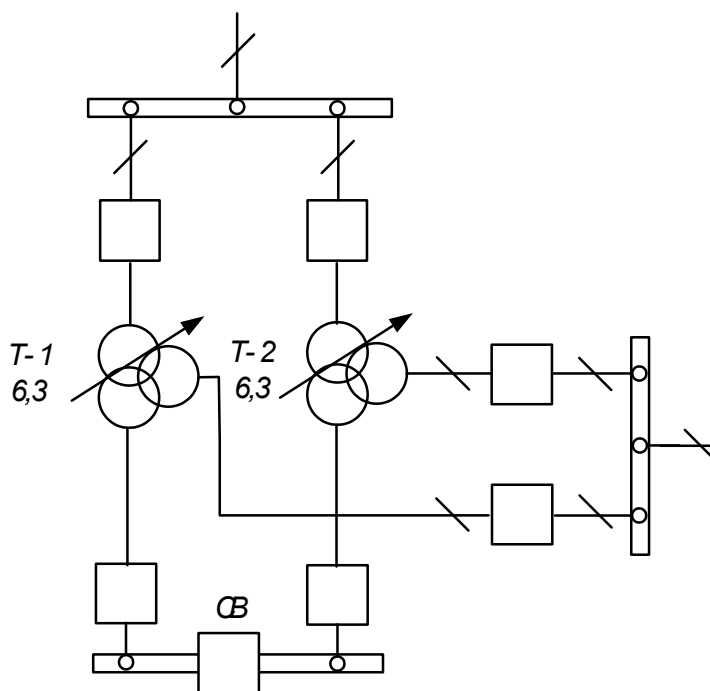


Рисунок 14 – Упрощённая однолинейная схема ПС «Некрасовка»

Выбор выключателей осуществляется по напряжению, току, отключающей способности.

Проверка выключателей осуществляется по термической стойкости, электродинамической стойкости, отключающей способности по полному току КЗ.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора выключателей 110 кВ по напряжению установки выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора выключателей 110 кВ по длительному току выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$46 \text{ А} \leq 2000 \text{ А};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора выключателей 110 кВ по отключающей способности выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{по} \leq I_{откл ном};$$

$$2,2 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки выключателей 110 кВ по термической устойчивости выполнена подстановка нужных данных в формулы и проведён расчёт по формулам, показанный далее:

$$B_k = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}), \quad (73)$$

$$B_K = 2,2^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 7,5 \text{ кА}^2\text{с},$$

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

$$B_{\text{Кном}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ – время, за которое происходит отключение выключателя, 0,055 с;

$t_{\text{сел}}$ – время, на которое выставляется выдержка срабатывания выключателей 10 и 35 кВ, 1,5 с.

$I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости, 40 кА;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания КЗ, 3 с.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки выключателей 110 кВ на отключение полного расчётного тока КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но.к1}}^{(3)} + i_{\text{атк1}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right); \quad (74)$$

$$\sqrt{2} \cdot 2,2 + 0,47 \cdot 2,2 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0,47}{100}\right);$$

$$6,2 \leq 56,26 \text{ кА}.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки выключателей 110 кВ по динамической стойкости выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$i_{y\partial} \leq i_{ckb}, \quad (75)$$

$$5,6 \leq 102 \text{ кА.}$$

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 27 для выключателей 110 кВ.

Таблица 27 – Выполнение условий для выключателей 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 46 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{ckb} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 5,6 \text{ кА}$	$i_{ckb} \geq i_{y\partial}$
$B_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.}} = 7,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,2 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 2,2 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}} = 26,59 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Выключатели 110 кВ выбраны и проверены на соответствие всем расчётным условиям.

На стороне 10 кВ ПС «Некрасовка» выбираем вакуумные выключатели. Принимаем вводные выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2 с приводом БУ/TEL-220-10У2, [15].

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора выключателей 10 кВ по напряжению установки выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора выключателей 10 кВ по длительному току выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$506 \text{ A} \leq 630 \text{ A};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора выключателей 10 кВ по отключающей способности выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

$$3,5 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки выключателей 10 кВ по термической устойчивости выполнена подстановка нужных данных в формулы и проведён расчёт по формулам, показанный далее:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но К2}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

$$B_{\text{к}} = 3,5^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5 + 0,5) = 13 \text{ кА}^2\text{с},$$

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

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

где $t_{\text{отк}}$ – время, за которое происходит отключение выключателя, 0.045 с;

$t_{\text{сел}}$ – время, на которое выставляется выдержка срабатывания выключателей 10 кВ, 1,0 с.

$I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости, 20 кА;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания КЗ, 4 с.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки выключателей 10 кВ на отключение полного расчётного тока КЗ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но.ЛС}}^{(3)} + i_{\text{атЛС}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 3,5 + 3,5 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$6,2 \leq 39,59 \text{ кА.}$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки выключателей 10 кВ по динамической стойкости выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}},$$

$$8,8 \leq 32 \text{ кА.}$$

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 28 для выключателей 10 кВ.

Таблица 28 – Выполнение условий для выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $W_{\text{к.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 506 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 8,8 \text{ кА}$ $W_{\text{к}} = 13 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 3,5 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 3,5 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 3,1 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $W_{\text{к.НОМ}} \geq W_{\text{к}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$

Выключатели 10 кВ выбраны и проверены на соответствие всем расчётным условиям.

7.4 Выбор разъединителей

Выбираем линейные разъединители на стороне 110 кВ РНДЗ-1-110/630 Т1 с приводом ПРГ-2Б УХЛ1. Выбор разъединителей осуществляется по напряжению, току. Проверка разъединителей осуществляется по термической стойкости, электродинамической стойкости.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки разъединителей 10 кВ по термической устойчивости выполнена подстановка нужных данных в формулы и проведён расчёт по формулам, показанный далее:

$$B_K = I_{n.o.K1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}),$$

$$B_K = 2,2^2 \cdot (0.055 + 1.5) = 7,5 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{HK} = 31.5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 29 для разъединителей 110 кВ.

Таблица 29 – Выполнение условий для разъединителей 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 80 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 46 \text{ А}$ $i_{уд} = 5,6 \text{ кА}$ $B_{к.} = 7,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$

Разъединители 110 кВ выбраны и проверены на соответствие всем расчётным условиям.

7.5 Выбор трансформаторов тока

На вводных выключателях 110 кВ ПС выбираются трансформаторы тока ТГФМ - 110 - У1. Выбор трансформаторов тока осуществляется по напряжению, току. Проверка трансформаторов тока осуществляется по термической стойкости, электродинамической стойкости, вторичной нагрузке.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора трансформаторов тока 110 кВ по напряжению установки выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора трансформаторов тока 110 кВ по длительному току выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$46 \text{ А} \leq 100 \text{ А};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки трансформаторов тока 110 кВ по термической устойчивости выполнена подстановка нужных данных в формулы и проведён расчёт по формулам, показанный далее:

$$B_k = I_{п.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}),$$

$$B_k = 2,2^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 7,5 \text{ кА}^2\text{с},$$

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

$$B_{\text{Кном}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{отк}}$ – время, за которое происходит отключение выключателя, 0.055 с;

$t_{\text{сел}}$ - время, на которое выставляется выдержка срабатывания выключателей 10 и 35 кВ, 1,5 с.

$I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости, 16 кА;

$t_{\text{терм}}$ - время протекания КЗ, 3 с.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки трансформаторов тока 110 кВ по динамической стойкости выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}},$$

$$5,6 \leq 45 \text{ кА}.$$

Выходные данные вычисления вторичной нагрузки трансформаторов тока 110 кВ в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	ЩА-300		0.5	

В зависимости от ранее принятых условий вычисления общего сопротивления приборов вторичной цепи трансформаторов тока 110 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (76)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0.5}{25} = 0.02 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность приборов на основе таблицы 35;

I_2 – номинальный ток вторичной стороны, 5 А.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления сопротивления проводов вторичной цепи трансформаторов тока 110 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (77)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 60}{4} = 0.424 \text{ Ом},$$

где q - сечение провода, АКРВГ 3х4, 4 мм²;

ρ - удельное сопротивление провода, 0,0283 Ом·м/мм²;

l - длина проводов, 60 м.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления общего сопротивления вторичной нагрузки трансформаторов тока 110 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}; \quad (78)$$

$$r_2 = 0,05 + 0,424 + 0,02 = 0,494 \text{ Ом};$$

где $r_{\text{КОНТ}}$ - сопротивление контактов, 0.05 Ом.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления номинального сопротивления вторичной нагрузки трансформаторов тока 110 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (79)$$

$$Z_{2H} = \frac{20}{5^2} = 0.8 \text{ Ом.}$$

где S_{2H} - номинальная мощность вторичной обмотки, 20 ВА.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки трансформаторов тока 110 кВ по вторичной нагрузке выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$r_2 \leq r_{2НОМ}, \quad (80)$$

$$0,49 \text{ Ом} \leq 1,2 \text{ Ом,}$$

где r_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$r_{2НОМ}$ – номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 31 для трансформаторов тока 110 кВ.

Таблица 31 – Выполнение условий для трансформаторов тока 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_P = 46 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\max}$
$Z_{2H} = 1.2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Hр} = 0.49 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hр}$
$B_{KH} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kр} = 7,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kр}$
$I_{Дин} = 45 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,6 \text{ кА}$	$I_{Дин} \geq I_{уд}$

Трансформаторы тока 110 кВ выбраны и проверены на соответствие всем расчётным условиям.

На вводах 10 кВ и на секционном выключателе выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1.

Выходные данные вычисления вторичной нагрузки трансформаторов тока 10 кВ в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	ЩА-300		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ	0.52		0.52
Ватметр	ЩВат 350	0.3		0.3
Варметр	ЩВар 360	0.3		0.3
Итого		1.12	0.5	1.12

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора трансформаторов тока 10 кВ по напряжению установки выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора трансформаторов тока 10 кВ по длительному току выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$506 \text{ А} \leq 600 \text{ А};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки трансформаторов тока 10 кВ по термической устойчивости выполнена подстановка нужных данных в формулы и проведён расчёт по формулам, показанный далее:

$$B_{\kappa} = I_{\text{но К2}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a);$$

$$B_{\kappa} = 3,5^2 \cdot (0,055 + 0,05 + 0,5 + 0,5) = 13 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{HK}} = I_T^2 \cdot t_T;$$

$$B_{\text{HK}} = 5^2 \cdot 3 = 75 \text{ кА}^2\text{с}.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки трансформаторов тока 10 кВ по динамической стойкости выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}},$$

$$8,8 \leq 30 \text{ кА}.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления общего сопротивления приборов вторичной цепи трансформаторов тока 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.12}{5^2} = 0.0448 \text{ Ом.}$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления сопротивления проводов вторичной цепи трансформаторов тока 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

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

где q - сечение провода, АКРВГ 3х4, 4 мм²;

ρ - удельное сопротивление провода, 0,0283 Ом·м/мм²;

l - длина проводов, 5 м.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления общего сопротивления вторичной нагрузки трансформаторов тока 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.0448 = 0.23 \text{ Ом.}$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов, 0.1 Ом.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления номинального сопротивления вторичной нагрузки трансформаторов тока 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2},$$

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

где S_{2H} - номинальная мощность вторичной обмотки, 12,5 ВА.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки трансформаторов тока 10 кВ по вторичной нагрузке выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$r_2 \leq r_{2НОМ},$$

$$0,23 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом,}$$

где r_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$r_{2НОМ}$ – номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 33 для трансформаторов тока 10 кВ.

Таблица 33 – Выполнение условий для трансформаторов тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 506 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\max}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 75 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 13 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{дин} = 30 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,8 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Трансформаторы тока 10 кВ выбраны и проверены на соответствие всем расчётным условиям.

7.6 Выбор трансформатора напряжения

На стороне 10 кВ ПС выбираются трансформаторы напряжения НАМИ-10-У2.

Выбор трансформаторов напряжения осуществляется по напряжению. Проверка трансформаторов напряжения осуществляется по вторичной нагрузке.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора трансформаторов напряжения 10 кВ по напряжению установки выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Выходные данные вычисления вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 10 кВ в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S _{потр} , ВА	Число катушек	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность		Число приборов по схеме
						P, Вт	Q, Вар	
Вольтметр	ЩВ-300	2	1	1	0	2	-	2
Ватметр	ЩВат 350	1,5	2	1	0	3	-	2
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ	3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8	13
		3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8	13
Итого	-	-	-	-	-	36	87.6	30

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки трансформаторов напряжения 10 кВ по вторичной нагрузке выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$S_{2у} \leq S_{ном} , \tag{81}$$

$$94,7 \text{ ВА} \leq 150 \text{ ВА} ,$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность вторичной цепи, 150 ВА;

$S_{2У}$ - нагрузка вторичной цепи.

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 35 для трансформаторов напряжения 10 кВ.

Таблица 35 – Выполнение условий для трансформаторов напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_P = 94.7 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 150 \text{ ВА}$	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

7.7 Выбор ячейки комплектного распределительного устройства

Выбирается КРУ серии СЭЩ-85 со встроенными вакуумными выключателями марки ВВ/Тел-10, [5].

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора КРУ 10 кВ по напряжению установки выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора КРУ 10 кВ по длительному току выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

$$506 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки КРУ 10 кВ по термической устойчивости выполнена подстановка нужных данных в формулы и проведён расчёт по формулам, показанный далее:

$$B_K = I_{\text{но КЗ}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

$$B_K = 3,5^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5 + 0,5) = 13 \text{ кА}^2\text{с},$$

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

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

где $t_{\text{отк}}$ – время, за которое происходит отключение выключателя, 0,045 с;
 $t_{\text{сел}}$ – время, на которое выставляется выдержка срабатывания выключателей 10 кВ, 1,0 с.

$I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости, 20 кА;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания КЗ, 4 с.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки КРУ 10 кВ по динамической стойкости выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}},$$

$$8,8 \leq 32 \text{ кА}.$$

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 36 для КРУ 10 кВ.

Таблица 36 – Выполнение условий для КРУ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $W_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 506 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 8,8 \text{ кА}$ $W_{\text{к.}} = 13 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к.}}$

КРУ 10 кВ выбраны и проверены на соответствие всем расчётным условиям.

7.8 Выбор жестких шин

В КРУ 10 кВ применяется жёсткая ошиновка алюминиевыми шинами АДО 60×8 мм², рисунок 15.

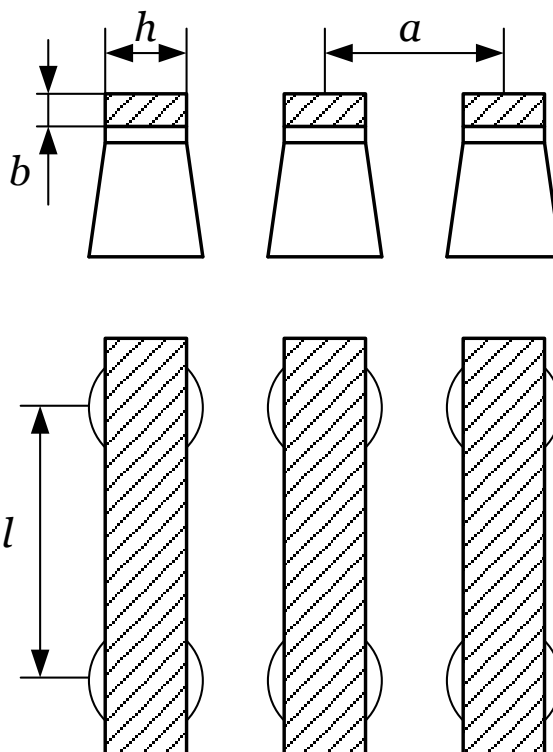


Рисунок 15 – Жесткая ошиновка РУ 10 кВ

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров выбора шин 10 кВ по длительному току выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}} \cdot$$

$$506 \text{ A} \leq 1025 \text{ A}.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров минимального сечения по условию термической стойкости шин 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (82)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{13 \cdot 10^6}}{91} = 40 \text{ мм}^2.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров минимального пролёта по условию частоты собственных колебаний шин 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

$$l \leq 1,7 \text{ м};$$

$$0,9 \text{ м} \leq 1,7 \text{ м};$$

где l - расстояние между осями крепления шин, 0,9 м;

J - момент инерции шины;

q - поперечное сечение шины, 480 мм^2 .

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров момента инерции и сопротивления шин 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулы и проведён расчёт по формулам, показанный далее:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12};$$

$$J = \frac{80 \cdot 6^3}{12} = 1440 \text{ мм}^4;$$

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6};$$

$$W = \frac{0.8^2 \cdot 6}{6} = 0.64 \text{ см}^3.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров напряжения в материале шины 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (83)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{8800^2 \cdot 0,9^2}{0.64 \cdot 0.45} = 3 \text{ МПа},$$

где a - расстояние между фазами, для КРУ СЭЩ-85 0,45 м ;

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров механической прочности шин 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}},$$

$$4 < 75 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7 \sigma_{\text{разр}},$$

$$4 \leq 0.7 \cdot 130 = 91 \text{ МПа.}$$

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 37 для шин 10 кВ.

Таблица 37 – Выполнение условий для шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 506 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 3 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 40 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\min}$

Шины 10 кВ выбраны и проверены на соответствие всем расчётным условиям.

7.9 Выбор изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров фактической нагрузки на головку изолятора 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (84)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{8800^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 15 \text{ Н.}$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров допустимой нагрузки на головку изолятора 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

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

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

где $F_{\text{разр}}$ - разрушающая нагрузка на изолятор, 3000 Н.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления параметров проверки изоляторов 10 кВ по механической прочности выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}} ;$$

$$2400 \text{ Н} \geq 15 \text{ Н}.$$

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 38 для изоляторов 10 кВ.

Таблица 38 – Выполнение условий для изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{расч}} = 15 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 2400 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Изоляторы 10 кВ выбраны и проверены на соответствие всем расчётным условиям.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Токовая отсечка

Применяются комплекты микропроцессорных блоков защит Мисом Р-122.

В качестве демонстрационного расчёта проводится определение уставок и времени срабатывания комплекта защиты линии ПС – ТП 1 – ТП 4 – ТП 7, расчётная схема для определения уставок аоказана на рисунке 16.

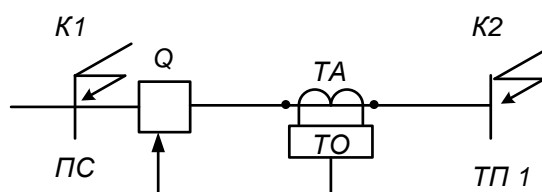


Рисунок 16 – Расчетная схема

В зависимости от ранее принятых условий вычисления коэффициента трансформации трансформатора тока 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$n_T = \frac{I_{ВН}}{I_{НН}}; \quad (85)$$

$$n_T = \frac{50}{5},$$

где $I_{ВН}$ – ток первичной обмотки трансформатора тока 10 кВ;

$I_{НН}$ – ток вторичной обмотки трансформатора тока 10 кВ;

В зависимости от ранее принятых условий вычисления первичного тока срабатывания токовой отсечки выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (86)$$

$$I_{c.з.} = 1,1 \cdot 3,49 = 3,84,$$

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

$I_{к.мах}^{(3)}$ – ток симметричного КЗ на ТП-1, кА.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления чувствительности токовой отсечки выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

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

$$K_{ч} = \frac{2,91}{3,84} = 0,76 < 2,$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – ток несимметричного КЗ на ТП-7, кА.

Так как чувствительность отсечки менее 2, то задается выдержка времени срабатывания ТО 0,5 с:

$$t_{c.з.} \approx 0,5 \text{ с.}$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления вторичного тока срабатывания токовой отсечки выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$I_{c.p.} = k_{сх} \frac{I_{c.з.}}{n_T}, \quad (88)$$

$$I_{c.p.} = 1 \cdot \frac{3840}{10} = 384 \text{ А.}$$

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 39 для токовой отсечки линий 10 кВ.

Таблица 39– Расчёт токовой отсечки

Линия	I ⁽³⁾ по, кА	I ⁽²⁾ по, кА	I _p , А	I _{НТТ} , А	Токовая отсечка			
					I _{с.з.} кА	n _T	I _{с.р.} А	K _ч (больше 2)
ПС - ТП 1 - ТП 4 - ТП 7	3,49	2,68	44	50	3,844	10	384	0,76
ПС - ТП 2 - ТП 3 - ТП 5 - ТП 6	3,47	2,86	33	50	3,812	10	381	0,75

8.3 Максимальная токовая защита

В зависимости от ранее принятых условий вычисления первичного тока срабатывания максимальной токовой защиты выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, А:

$$I_{с.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{с.з.} / k_в \quad (89)$$

$$I_{с.з.} = 200 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 232.$$

где k_H – коэффициент надёжности, $k_H = 1,1$;

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

$k_в$ – коэффициент возврата, $k_в = 0,95$;

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

В зависимости от ранее принятых условий вычисления тока срабатывания максимальной токовой защиты выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, А:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (90)$$

$$I_{с.р.} = 232 \cdot 1 / (50/5) = 23.$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, $k_{сх} = 1$;

В зависимости от ранее принятых условий вычисления чувствительности максимальной токовой защиты выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (91)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,91}{0,232} = 13 \geq 1,5$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления выдержки времени максимальной токовой защиты выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{р.з.}} + \Delta t ,$$

$$t_{\text{с.з.}} = 0,05 + 0,5 = 0,505.$$

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 40 для максимальной токовой защиты линий 10 кВ.

Таблица 40 – Расчёт МТЗ

Линия	I _{(3)по} , кА	I _{(2)по} , кА	I _р , А	I _{н тт} , А	МТЗ		
					I _{с.з.} кА	I _{с.р.} А	K _ч
ПС - ТП 1 - ТП 4 - ТП 7	3,49	2,68	44	50	0,232	23	13
ПС - ТП 2 - ТП 3 - ТП 5 - ТП 6	3,47	2,86	33	50	0,232	23	12

8.4 Защита от однофазных замыканий на землю

Требуется оценить в целом по реконструируемой сети уровень емкостного тока замыкания на землю в сети 10 кВ.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления тока замыкания на землю в сети 10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, А:

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{U_{\text{НОМ}} \cdot L_{\text{ВЛ}}}{180}; \quad (92)$$

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{10 \cdot 4,8}{180} = 0,27;$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети, 10 кВ;

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина реконструируемых линий, составляет 4,8 км.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления тока замыкания на землю линии 10 кВ ПС – ТП 1 – ТП 4 – ТП 7 выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, А:

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{U_{\text{НОМ}} \cdot L_{\text{ВЛ}}}{180}, \quad (93)$$

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{10 \cdot 2,2}{180} = 0,12,$$

где $L_{\text{ВЛ}}$ – длина линии ПС – ТП 1 – ТП 4 – ТП 7 составляет 1,1 км.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления тока замыкания на землю через ТТНП выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, А:

$$I_{\text{ТТНП.повр.л}} = I_{\text{ЗНЗ}} - I_{\text{повр.л}}, \quad (94)$$

$$I_{\text{ТТНП.повр.л}} = 0,27 - 0,12 = 0,15,$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, 0,27 А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии ПС – ТП 1 – ТП 4 – ТП 7, 0,12 А.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления тока срабатывания защиты от замыкания на землю линии 10 кВ ПС – ТП 1 – ТП 4 – ТП 7 выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (95)$$

$$I_{с.з.} = 0,15 / 1,5 = 0,1. \quad (96)$$

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

Выходные данные вычисления выполнимости условий выбора и проверки в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 41 для защиты от замыкания на землю линий 10 кВ.

Таблица 41 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{повр.л}$, А	$I_{ТНП.повр.л}$, А	$I_{с.з.}$, А
ПС - ТП 1 - ТП 4 - ТП 7	0,12	0,14	0,10
ПС - ТП 2 - ТП 3 - ТП 5 - ТП 6	0,14	0,12	0,08

9 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ НЕКРАСОВКА

9.1 Заземление

Выход за границы оборудования для контура заземления составляет 1.5 м, для электробезопасности персонала. Размеры ОРУ 110-35 кВ $A = 43,25$ м, $B = 24$ м, применяется порядок расчёта заземления в виде сетки.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления площади использования под заземлитель выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5), \quad (97)$$

$$S = (43,25 + 2 \cdot 1.5) \cdot (24 + 2 \cdot 1.5) = 1248,8 \text{ м}^2.$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде электродов, по условиям механической прочности, принимаем диаметр равный $d = 16$ мм.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления площади сечения электродов по условиям механической прочности выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$F_{\text{ст}} = \pi \cdot r^2; \quad (98)$$

$$F_{\text{ст}} = 3,14 \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления площади сечения электродов по условиям термической стойкости выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTK}}{400 \cdot \beta}}, \quad (99)$$

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{2200^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 6,3 \text{ мм}^2,$$

где $t_{отк}$ - время срабатывания РЗ, 0,1 с;

β - коэффициент термической стойкости, 21;

$I_{кз}$ - значение тока КЗ на шинах 110 кВ ПС «Некрасовка».

В зависимости от ранее принятых условий вычисления площади сечения электродов на коррозионную стойкость выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (100)$$

$$F_{\text{ЭТД}} = 3,14 \cdot 2,024 \cdot (16 + 2,024) = 114 \text{ мм}^2.$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k,$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 2,024 \text{ мм}^2;$$

где T – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от грунта, для средней коррозионной активности принимаем равными:

$$a_k = 0,0026; b_k = 0,00915; c_k = 0,0104; \alpha_k = 0,0224;$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления площади сечения электродов выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$F_{\text{мн}} \geq F_{\text{мин}} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \quad (101)$$

$$F_{\min} \geq 114 + 6,3 = 120,3 \text{ мм}^2.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления длины сетки заземления выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$L_{\bar{A}} = \frac{43,25 + 2 \cdot 1,5}{6} \cdot (24 + 2 \cdot 1,5) + \frac{24 + 2 \cdot 1,5}{6} \cdot (43,25 + 2 \cdot 1,5) = 416,25 \text{ м.}$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления количества горизонтальных полос сетки заземления выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$\frac{43,25 + 2 \cdot 1,5}{6} + \frac{24 + 2 \cdot 1,5}{6} = 12.$$

Принимаем общее число горизонтальных полос $n_{\Gamma} = 12$.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления количества вертикальных электродов заземления выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \tag{102}$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{416,25}}{12} = 12,$$

где a – ширина ячейки, 12 м.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления удельного сопротивления по двухслойной модели грунта выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \rho_2 \cdot 0,9 = 135 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

где ρ_2 – удельное сопротивление глинистого грунта, 150 Ом·м,

l_A - длина вертикальных электродов, 5 м;

A - коэффициент подобия, принимается по [20] для принятой длины вертикальных электродов 5 м, 0,3.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления стационарного сопротивления заземлителя по двухслойной модели грунта выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$R_s = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right),$$

$$R_s = 135 \cdot \left(\frac{0,3}{\sqrt{1248,75}} + \frac{1}{416,25 + 12 \cdot 5} \right) = 1,43 \text{ Ом}.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления импульсных коэффициентов стационарного сопротивления выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (103)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1248,78}}{(135 + 320) \cdot (1820 + 45)}} = 0,25.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления импульсного сопротивления заземлителя по двухслойной модели грунта выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, Ом:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u, \quad (104)$$

$$R_u = 1,43 \cdot 0,25 = 0.36.$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям [21] должно быть не более 0.5 Ом.

Для исключения возможности попадания персонала под действие шагового напряжения, согласно [26], вокруг фундаментов оборудования на глубине 0,5 м устраивается замкнутый контур и подключается к основному контуру заземления ОРУ ПС.

9.2 Молниезащита

На рисунке 17 показывается план расстановки молниеотводов по территории ОРУ.

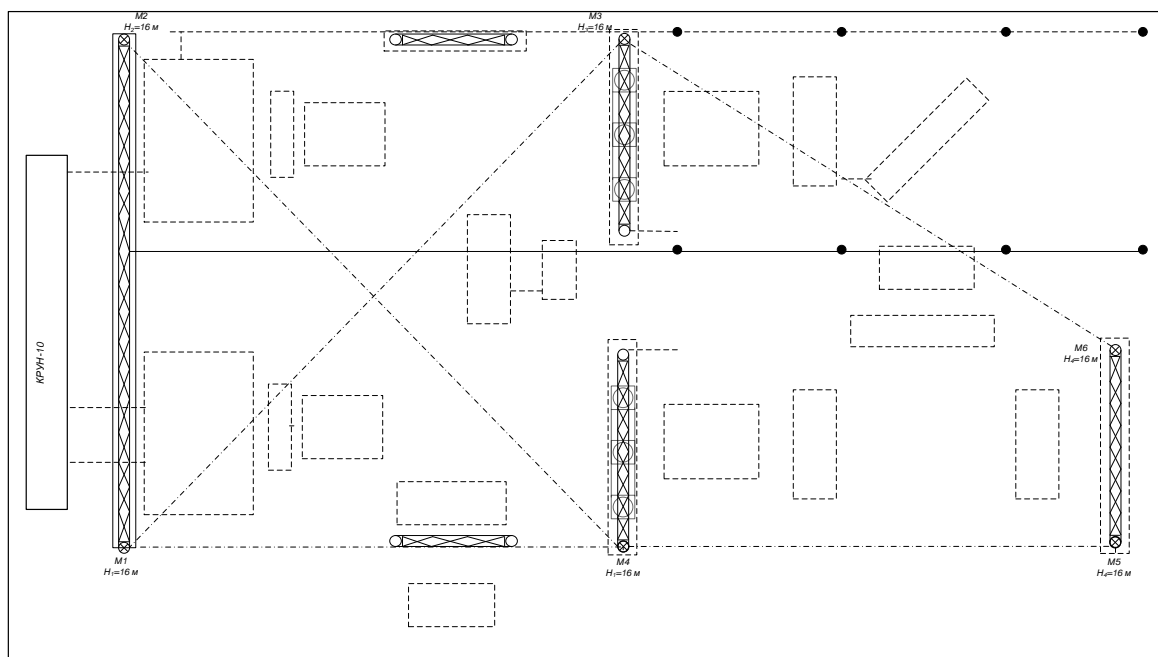


Рисунок 17 - План расстановки молниеотводов

Молниезащита ОРУ ПС Некрасовка от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов. Молниеотводы устанавливаем на линейных порталах, так как на них предусмотрена установка стойки под молниеотвод.

Используется система из 6 молниеотводов высотой 16 м $H = 16$ м.

Высота защищаемого объекта принимается для линейного портала $h_i = 11$ м.

Расстояние между молниеотводами $L = 20,5$ м.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления высоты зоны защиты молниеотводов выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле для системы молниеотводов 2-3, показанный далее:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot H ; \quad (105)$$

$$h_{эф} = 0.85 \cdot 16 = 13,6 \text{ м};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления радиуса круга зоны защиты на уровне земли выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле для системы молниеотводов 2-3, показанный далее:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot H) H ; \quad (106)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 16) \cdot 16 = 17,1 \text{ м};$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления половины ширины внутренней зоны на уровне земли для равновеликих МО при $H < L \leq 2 \cdot H$, $16 < 20,5 \leq 32$ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле для системы молниеотводов 2-3, показанный далее:

$$r_{с0} = r_0 = 17,1 \text{ м}.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления минимальной высоты зоны защиты выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле для системы молниеотводов 2-3, показанный далее:

$$h_{cx} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H), \quad (107)$$

$$h_{cx} = 13,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16) \cdot (20,5 - 16) = 12,8 \text{ м.}$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления радиуса внутренней зоны выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле для системы молниеотводов 2-3, показанный далее:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right), \quad (108)$$

$$r_x = 17,1 \cdot \left(1 - \frac{11}{13,6} \right) = 3,3 \text{ м.}$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления половины ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле для системы молниеотводов 2-3, показанный далее:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right), \quad (109)$$

$$r_{cx} = 17,1 \cdot \left(\frac{12,8 - 11}{12,8} \right) = 2,4 \text{ м.}$$

По указанному порядку попарно рассчитываются остальные системы молниеотводов, результат расчёта показан в таблицах 42-43.

Выходные данные вычисления зон защиты молниеотводов в зависимости от входных параметров и назначения расчётов собраны в итоговую таблицу 42-43 для различных защищаемых объектов.

Таблица 42 – Зоны защиты на высоте 11 м

Характеристика молниезащиты	Система молниеотводов 2 - 3	Система молниеотводов 1 - 4	Система молниеотводов 1 - 2	Система молниеотводов 3 - 4	Система молниеотводов 1 - 3	Система молниеотводов 2 - 4	Система молниеотводов 4 - 5	Система молниеотводов 5 - 6	Система молниеотводов 3 - 6
Принимаем высоту молниеотвода H , м	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Высота зоны защиты при высоте МО $h_{\text{ф}}$, м	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
Радиус круга зоны защиты на уровне земли r_0 , м	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Высота защищаемого объекта h_i , м	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта r_x , м	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Расстояние между молниеотводами L , м	20,5	20,5	22,0	22,0	30,1	30,1	22,0	8,0	26,1
Половина ширины внутренней зоны на уровне земли $r_{\text{с0}}$, м	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Минимальная высота зоны защиты $h_{\text{сх}}$, м	12,8	12,8	12,6	12,6	11,1	11,1	12,6	13,6	11,8
Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта $r_{\text{сх}}$, м	2,4	2,4	2,1	2,1	0,2	0,2	2,1	3,3	1,2

Таблица 43 – Зоны защиты на высоте 8 м

Характеристика молниезащиты	Система молниеотводов 2 - 3	Система молниеотводов 1 - 4	Система молниеотводов 1 - 2	Система молниеотводов 3 - 4	Система молниеотводов 1 - 3	Система молниеотводов 2 - 4	Система молниеотводов 4 - 5	Система молниеотводов 5 - 6	Система молниеотводов 3 - 6
Принимаем высоту молниеотвода H , м	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Высота зоны защиты при высоте МО $h_{зф}$, м	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
Радиус круга зоны защиты на уровне земли r_0 , м	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Высота защищаемого объекта h_i , м	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	11,0	8,0	8,0
Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта r_x , м	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	3,3	7,0	7,0
Расстояние между молниеотводами L , м	20,5	20,5	22,0	22,0	30,1	30,1	22,0	8,0	26,1
Половина ширины внутренней зоны на уровне земли $r_{с0}$, м	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Минимальная высота зоны защиты $h_{сх}$, м	12,8	12,8	12,6	12,6	11,1	11,1	12,6	13,6	11,8
Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта $r_{сх}$, м	6,4	6,4	6,2	6,2	4,8	4,8	2,1	7,0	5,5

9.3 Выбор ограничителей перенапряжений

На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – У/TEL У1 с классом напряжения 110 кВ.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления энергии поглощения ОПН-110 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{осм}}{z} \cdot U_{осм} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (110)$$

$$\mathcal{E} = \frac{270-180}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 589 \text{ кДж}.$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, 270 кВ, [20].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 180 кВ, [20];

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления времени распространения волны выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее:

$$T = \frac{l}{v}, \tag{111}$$

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

где l - длина защищенного подхода, 2500 м;

v - скорость распространения волны.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления удельной энергии поглощения ОПН-110 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \tag{112}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{589}{110} = 5,3.$$

Выбирается ОПН-110 кВ с классом 4 энергоёмкости (до 5,8 кДж/кВ).

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления энергии поглощения ОПН-10 кВ выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт для напряжения 10 кВ, показанный далее:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n;$$

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кДж};$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}};$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ кВт/кВ};$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, 60 кВ, [20].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 43 кВ, [20].

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [20].

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

Модернизация системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка осуществляется путём выполнения работ по замене линий 0,4-10 кВ, монтажу КТП, монтажу светильников уличного освещения [22].

Безопасность персонала, задействованного на работах по замене проводов СИП линий 0,4 кВ села Некрасовка, устройству соединения или разъединения проводов на линиях 0,4 кВ села Некрасовка обеспечивается отключением линий 0,4 кВ.

Частичная работа персонала, задействованного на работах по замене проводов СИП линий 0,4 кВ села Некрасовка, на определенном проводе или участке линий 0,4 кВ может проводиться с отключением части проводов или участков линий 0,4 кВ с обязательной проверкой отсутствия напряжения на рабочем участке, установкой заземления со всех вероятных сторон при подаче напряжения [23].

Работа персонала, задействованного на работах по замене проводов СИП линий 0,4 кВ села Некрасовка, на определенном проводе или участке линий 0,4 кВ может проводиться без отключения участков линий 0,4 кВ если выполняется замена опор и их элементов, арматуры опор и проводов, изменению тяжения проводов, ревизии зажимов соединений, ответвлений и натяжений, коммутации или демонтажу ответвлений к потребителям, демонтажу участка или восстановлению изоляции проводов фаз, нулевого провода, провода освещения.

Работа персонала, задействованного на работах по замене проводов СИП линий 0,4 кВ села Некрасовка, на нулевом проводе линий 0,4 кВ может проводиться без отключения участков линий 0,4 кВ если устроена изоляция нулевого провода и металлическая арматура при помощи изолирующих накладок и колпаков.

Работа персонала, задействованного на работах по замене проводов СИП линий 0,4 кВ села Некрасовка, без отключения участков линий 0,4 кВ запреще-

на, если: произошло ошибочное отключение ВЛ в результате действий оперативного персонала, в случаях обнаружения повреждений проводов и опор ВЛ 0,4 кВ, ликвидация которых не осуществима без нарушения технологии работ, в случаях, когда технические средства производства работ и средства защиты полностью комплектны и исправны, в случае развития неблагоприятных погодных явлений, перпятствующих безопасному выполнению работ.

Работа персонала, задействованного на работах по замене проводов СИП линий 0,4 кВ села Некрасовка, без отключения участков линий 0,4 кВ выполняется по наряду в составе бригады из не менее чем двух работников с допуском группы IV по электробезопасности у производителя работ и допуском группы III по электробезопасности у члена бригады. Производитель работ и член бригады допускают к работам без снятия напряжения линий 0,4 кВ села Некрасовка после соответствующей подготовки и получения удостоверений о проверке знаний норм и правил работы в электроустановках.

Работа персонала, задействованного на работах по замене проводов СИП линий 10 кВ села Некрасовка, с отключением участков линий 10 кВ выполняется при расстоянии чистой просеки не менее 0,55 м с обязательным отключением линий 10 кВ [24].

Работа персонала, задействованного на работах по чистке просеки линий 10 кВ села Некрасовка, без отключения участков линий 10 кВ выполняется с применением изолирующих штанг.

Работа персонала, задействованного на работах по замене проводов освещения 0,4 кВ села Некрасовка, без отключения участков линий 0,4 кВ, выполняется с применением телескопической вышки с изолирующим звеном, а также в случае расположения светильников ниже проводов на расстоянии не менее 0,6 м. Прочие возможные работы следует выполнять при отключении и заземлении все подвешенных на опоре проводов.

Работа персонала, задействованного на работах по замене пускорегулирующей аппаратуры освещения 0,4 кВ села Некрасовка, выполняется с обяза-

тельным разрывом соединения пускорегулирующей аппаратуры с общей схемой светильника, питающих проводов и разрядом статических конденсаторов.

Работа персонала, задействованного на работах по замене оборудования КРУ 10 кВ ПС Некрасовка, выполняется в отсеках шкафов КРУ только при установке выкатной тележки с выключателем в ремонтное положение, а также с установкой плакатов «Стой! Напряжение» на дверях отсеков с токоведущими частями под напряжением и плакатов «Работать здесь» на дверях отсеков с заземленными токоведущими частями.

Работа персонала, задействованного на работах по замене оборудования вне КРУ 10 кВ ПС Некрасовка, выполняется при установке выкатной тележки с выключателем в ремонтное положение, при этом отсек КРУ запирается на замок и устанавливаются плакаты «Не включать! Работают люди», «Не включать! Работа на линии» [25].

Работа персонала, задействованного на работах по замене оборудования КРУ 10 кВ ПС Некрасовка, выполняется при установке выкатной тележки в контрольное положение после включения заземляющих ножей если предусмотрена блокировка между заземляющими ножами и тележкой с выключателем.

Работа персонала, задействованного на работах по замене оборудования КРУ 10 кВ ПС Некрасовка, выполняется при установке выкатной тележки в промежуточное положение если не предусмотрена блокировка между заземляющими ножами и тележкой с выключателем.

Работа персонала, задействованного на работах по замене оборудования КРУ 10 кВ ПС Некрасовка, выполняется под напряжение и без нагрузки при установке выкатной тележки с предохранителем.

Работа персонала, задействованного на работах по замене оборудования КРУ 10 кВ ПС Некрасовка, выполняется при установке выкатной тележки в контрольное положение для опробования и работы в цепях управления и защиты в случаях наличия подключенного к ячейкам оборудования.

Работа персонала, задействованного на работах по замене вакуумных выключателей КРУ 10 кВ ПС Некрасовка, выполняется с использованием спе-

циального экрана, выступающего в роли защитного средства от рентгеновских излучений переменной интенсивности, вызванного горением дуги в дугогасительных камерах вакуумного выключателя..

Работа персонала, задействованного на работах по замене оборудования КТП 10/0,4 кВ села Некрасовка, без отключения участков линий 10 кВ, выполняется с применением стационарных площадок обслуживания с соблюдением допустимых расстояний до оборудования КТП под напряжением. При невозможности соблюдать допустимые расстояния проводится отключение и заземление электроустановок КТП 10 кВ.

Работа персонала, задействованного на работах по замене оборудования КТП 10/0,4 кВ села Некрасовка, при необходимости снять нагрузку производится в порядке отключения коммутационных аппаратов напряжением 0,4 кВ, отключения линейного разъединителя 10 кВ и установки заземления на токоведущие части КТП.

Работа персонала, задействованного на работах по замене оборудования КТП 10/0,4 кВ села Некрасовка, в случаях наличия источников питания со стороны 0,4 кВ КТП выполняется при отключении линий связи сточникв питания с КТП и установкой блокировок от ошибочного включения линий 0,4 кВ, заземлений.

Приводы разъединителей, выключателей нагрузки КТП 10/0,4 кВ села Некрасовка, не огражденное от внутреннего расположения частей электроустановки, блокируются замками.

Стационарные лестницы у площадки обслуживания КТП 10/0,4 кВ села Некрасовка блокируются замками с разъединителями.

Работа персонала, задействованного на работах по замене проводов СИП линий 0,4 кВ села Некрасовка, находящихся под напряжением, выполняется при расстоянии от работника не менее 0,6 м до провода. В случае невозможности обеспечить безопасные расстояния до токоведущих частей место работы отключается и заземляется.

Работа персонала, задействованного на работах по замене проводов СИП линий 0,4 кВ и линий освещения 0,4 кВ села Некрасовка, при совместном подвешивании на одних опорах с линиями 10 кВ, выполняется при отключенных линиях 0,4 и 10 кВ с устройством заземления участков линий со стороны возможного включения питания. Бригада для такого вида работ назначается не менее двух работников, указывается производитель работ с группой по электробезопасности IV.

10.2 Экологичность

Модернизация системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка выполняется с учётом существующих трасс прокладки линий 0,4-10 кВ, при этом показатель экологичности в части определения площади отводимых земель не оценивается, так как площадь отвода на прогнозируемый год не меняется.

Кроме того, показатель экологичности в части характеристик маслоприёмных устройств также не рассматривается ввиду отсутствия необходимости в выполнении маслоприёмных устройств для трансформаторов 10/0,4 КТП с маслой масла в баке до 600 кг [26].

Показатель экологичности в части определения допустимых расстояний от зданий КТП 10/0,4 кВ до территории жилой застройки ввиду закрытого исполнения КТП также нецелесообразно.

Для актуального плана расположения застройки частного сектора села Некрасовка имеет смысл выполнить расчёт допустимого расстояния по шуму от открыто расположенных силовых трансформаторов 110/35/10 кВ ПС Некрасовка до территории жилой застройки села Некрасовка по требованиям [27].

На ПС Некрасовка открыто установлены силовые трансформаторы ТДТН-6300/110/35 в количестве 2 шт. Прилегающая территория к ПС Некрасовка с северной, восточной и западной сторон представлена землями сельскохозяйственного назначения, с южной стороны от ПС Некрасовка располагается село Некрасовка с жилой застройкой сельскими многоквартирными домами.

Известный тип охлаждения и номинальная мощность силовых трансформаторов ПС Некрасовка позволяют определить по [26] скорректированный уровень звуковой мощности для трансформаторов ТМТН-6300/110/35 – 87 дБА.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления суммарного скорректированного уровня звуковой мощности силовых трансформаторов ПС Некрасовка выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, дБА:

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{PAi}}, \quad (113)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0.1 \cdot 87} = 90,$$

где L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности для трансформаторов ТМТН-6300/110/35, 87 дБА, [28].

Допустимый уровень проникающего шума для сельских жилых домов села Некрасовка по требованиям [27] имеет следующие пределы:

- для жилых домов с 23 до 7 часов – $L_A=45$ дБА;
- для жилых домов с 7 до 23 часов – $L_A=55$ дБА.

Принимается наиболее низкий уровень $L_A=45$ дБА.

В зависимости от ранее принятых условий вычисления минимального расстояния от ПС Некрасовка до сельских жилых домов села Некрасовка выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, м:

$$R = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{A\Sigma} - L_A}{10}}}{2\pi}}, \quad (114)$$

$$R_{\text{жилые дома расч}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{90-45}{10}}}{2 \cdot 3.14}} = 71 \text{ м}.$$

Фактическое расстояние от ПС Некрасовка до сельских жилых домов села Некрасовка составляет по плану местности 270 м:

$$R_{\text{жилые дома факт}} = 270 \text{ м}.$$

В зависимости от ранее принятых условий вычисления соблюдения требований по шуму для сельских жилых домов села Некрасовка выполнена подстановка нужных данных в формулу и проведён расчёт по формуле, показанный далее, м:

$$R_{\text{жилые дома расч}} \leq R_{\text{жилые дома факт}},$$

$$71 \text{ м} \leq 270 \text{ м}.$$

Силовые трансформаторы Т1 и Т2 на ПС Некрасовка фактически расположены на расстоянии 270 м до ближайших домов села Некрасовка, где требуется соблюдать требования по допустимым уровням шума. Поправка на ночное время суток составляет 10 дБА в сторону занижения.

Использованы планы местности сервиса Yandex-maps, по которым на основе гибридного слоя местности была определена привязка к границам ПС Некрасовка и фактически расположенных сельских домов села Некрасовка с использованием внутреннего инструмента ресурса, позволяющего с точности 1 м определить расстояние на местности, рисунок 18.

С учётом погрешности требования по шуму для жилых домов села Некрасовка выполняются, так как имеется запас 199 м по удалённости ПС Некрасовка.



Рисунок 18 – Зоны допустимого уровня шума для ПС Некрасовка

Вывод по расчёту: удаленность ПС Некрасовка от села Некрасовка обеспечивает соблюдение требований по шуму в селе Некрасовка.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация на объектах системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка представляет собой состояние, при возникновении пожара на электроустановках 10-0,4 кВ села Некрасовка, в результате которого появляется угроза здоровью окружающего населения и может быть нанесён ущерб собственнику сетевого оборудования или иной имущественный ущерб.

Применение горючих диэлектриков в изоляции проводов и трансформаторов 10/0,4 кВ системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка создает вероятность их воспламенения в нехарактерных аварийных ре-

жимах работы системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка в результате воздействия электрической искры, дуги, коротких замыканий.

Действия персонала, ответственного за эксплуатацию системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка при пожаре проходят в соответствии с [29].

Действия персонала, ответственного за эксплуатацию системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка, при обнаружении пожара должны быть направлены на немедленное информирование пожарной охраны подведомственной структуры о возгорании. После передачи информации в пожарную охрану при

Действия персонала, ответственного за эксплуатацию системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка, при обнаружении пожара должны быть направлены на включение автоматической системы пожаротушения и устройство безопасных условий пожарным подразделениям для ликвидации пожара.

Действия персонала, ответственного за эксплуатацию системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка, при тушении пожара должны быть направлены на ликвидацию возгорания с применением индивидуальных средств пожаротушения, находящихся на требуемых местах в электроустановках КТП и ПС.

Руководство тушением пожара возлагается на старшего смены или руководителя по эксплуатации системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка, по приезду пожарного подразделения выполняется передача руководства тушением пожара старшему подразделению по борьбе с возгоранием.

Действия персонала, ответственного за эксплуатацию системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка, при тушении пожара должны быть направлены на отключение поврежденного оборудования в крат-

чайший срок без получения согласия вышестоящего оперативного руководства с передачей информации диспетчеру о проведенных отключениях.

Действия персонала, ответственного за эксплуатацию системы электропитания напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка, при тушении пожара должны быть направлены на предотвращение возможности проникновения пожарных подразделений в электроустановки, оставшиеся под напряжением без инструктажа и письменного разрешения от старшего из технического персонала системы электропитания напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка.

Действия персонала, ответственного за эксплуатацию системы электропитания напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка, при тушении пожара должны быть направлены на согласование с пожарными подразделениями действий по расстановке сил и средств пожаротушения.

Действия персонала, ответственного за эксплуатацию системы электропитания напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка, при тушении пожара должны быть направлены на усиление охраны территории, подвергнутой возгоранию и не допущение к месту пожара посторонних лиц.

В КТП напряжением 10-0,4 кВ системы электропитания села Некрасовка используется пожарный инвентарь и первичные средства пожаротушения, имеющие свободный доступ, размещаемые на видных местах с соответствующей окраской в красный цвет.

Проведение огневых или пожароопасных работ вне КТП напряжением 10-0,4 кВ системы электропитания села Некрасовка используется оформляется наряд-допуск на выполнение огневых работ согласованный руководителем организации или лицом, ответственным за пожарную безопасность.

В КТП напряжением 10-0,4 кВ системы электропитания села Некрасовка не допускаются предельные отклонения показателей контрольно-измерительных приборов (вольтметров, амперметров и др.), указывающих на предельный режим работы оборудования, при которых возможно возникновение пожара или взрыва.

Действия персонала, ответственного за эксплуатацию системы электро-

снабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка, при тушении пожара в случае падения провода ВЛ на транспорт и его загорания, персонал немедленно освобождает транспорт, не держась за него, и удаляется мелкими шагами во избежании попадания под действие напряжения шага.

Трансформаторы и другие электроустановки КТП напряжением 10-0,4 кВ системы электроснабжения села Некрасовка, находящиеся вблизи источника возгорания, защищаются от действия высокой температуры путём орошения распыленной водой или всеми имеющимися подручными средствами с отключением нагрузки со всех сторон подачи напряжения. Увеличение площади пожара электроустановки КТП напряжением 10-0,4 кВ системы электроснабжения села Некрасовка не допускается посредством компактных водяных струй.

При тушении щитов управления и релейных панелей КТП напряжением 10-0,4 кВ системы электроснабжения села Некрасовка с помощью водяных струй проводится коррекция распыления воды без повреждения исправного оборудования шкафов.

В КРУ-10 кВ ПС Некрасовка установлены 2 ручных углекислотных огнетушителя ОУ-5. На рабочих местах оперативного персонала системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Некрасовка присутствуют в наличии инструкция по эксплуатации устройств автоматики пожаротушения и инструкция по эксплуатации устройств пожарной сигнализации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно цели проекта в соответствии с заданием выполнено:

1. Рассчитаны нагрузки потребителей села Некрасовка, (линии 0,4 кВ, шины ТП 0,4 кВ, шины ТП 10 кВ, линии 10 кВ, шины 10 кВ ПС «Некрасовка»);
2. Применён провод СИП на напряжении 0,4 – СИП -2А, на напряжении – 10 кВ – СИП – 3.
3. Выбраны и проверены электрические аппараты и устройства (выключатели 10 кВ - ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2, 110 кВ - ВГБУ-110-40/2000 У1; ТТ 110 кВ - ТВ-ЭК-110, ТТ 10 кВ - ТОЛ-10-1, ТН - НАМИ, предохранители ПК, ПН-п, НПН, автоматические выключатели ВА – 51-3х, выключатели нагрузки ВНА. КРУ – СЭЩ-85);
4. Рассчитаны токи КЗ:
в сети 10 кВ на ближней и дальней ТП по каждой ВЛ-10 кВ,
на шинах ПС «Некрасовка» 110 и 10 кВ,
в сети 0,4 кВ.
5. Рассчитаны зоны молниезащиты ПС «Некрасовка», стационарное и импульсное сопротивление заземления ПС, удовлетворяющее требованиям ПУЭ;
6. Рассмотрены вопросы безопасности при эксплуатации электрооборудования сетей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 URL: <http://agroamur.ru/2/2.html> (доступ от 1.06.2022).
- 2 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2008. — 964 с.
- 3 URL: <http://belrayon.ru/.html> (доступ от 1.06.2022).
- 4 Зорин В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общего назначения. – Чернигов: ЧГТУ, 2008. – 341с.
- 5 URL: <http://tavrida.ru.html> (доступ от 1.06.2022).
- 6 Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2008. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).
- 7 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98. Утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998 г.
- 8 URL: <http://www.konstalin.ru/?StartID=266> (доступ от 1.06.2022).
- 9 URL: http://bizspr.ru/predl_343/79 (доступ от 1.06.2022).
- 10 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 11 URL: tarifamur/tarifs (доступ от 1.06.2022).
- 12 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
- 13 Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.

14 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems

15 URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/viklyuchateli.html> (доступ от 1.06.2022)

16 URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/transformatory-toka.html> (доступ от 1.06.2022)

17 URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/transformatory-napryajeniya.html> (доступ от 1.06.2022)

18 Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2008. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

19 Фёдоров В.А. Библия релейной защиты и автоматики/ Новосибирский институт повышения квалификации, 2008. - 277с.

20 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.

21 Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трёхфазного переменного тока. ПЭИПК, г. Санкт-Петербург, 2004г.

22 РД 153-34.0-03.150-00. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. – утв. Министерством энергетики РФ приказом от 27 декабря 2000 г. № 163.

23 Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами от 01.01.2003.

24 Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением 6-20 кВ с защищёнными проводами от 01.01.2003.

25 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

26 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Введено в действие с 1 ноября 2003 г.

27 Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

28 Шум. Трансформаторы силовые масляные ГОСТ 12.2.024—87 ССБТ.

29 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ-01-93.
– Зарегистрировано в Минюсте РФ 27 декабря 1993 г., № 445.