

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

Факультет Энергетический

Кафедра Энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ Загорненского участка Свободненского района Амурской области с центром питания подстанция Костюкова

Исполнитель

студент группы 942-узб

подпись, дата

А.В. Ланкин

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

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 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента А.В. Ланкин

1. Тема выпускной квалификационной работы:

(утверждена приказом от 03.04.2023г. № 749-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе:

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): энергоэкономическая характеристика района электроснабжения, исходные данные для анализа нагрузок и их расчёт, выбор уровней номинального напряжения, низковольтное электроснабжение, выбор числа и мощности трансформаторов ТП, выбор схемы подключения ТП к ПС, компенсация реактивной мощности, токи короткого замыкания, выбор и проверка оборудования напряжением до 1 кВ, выбор и проверка оборудования напряжением выше 1 кВ, компенсация емкостных токов замыкания на землю, релейная защита и автоматик, заземление ТП

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): план района с указанием линий 0,4 кВ, варианты реконструкции системы электроснабжения 10 кВ, однолинейная схема сетей 10 кВ, план и однолинейная схема столбовой ТП-5-19, микропроцессорное устройство защиты трансформатора 10/0,4 кВ на ТП 5-06, микропроцессорная защита воздушных линий 10 кВ, микропроцессорная автоматика на стороне 10 кВ ПС «Костюковка»,

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: профессор, канд.техн.наук Мясоедов Ю.В.

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 с, 39 таблиц, 8 рисунков, 31 источник.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, РАСЧЕТНАЯ АКТИВНАЯ НАГРУЗКА, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, БЫТОВАЯ НАГРУЗКА, КОЭФФИЦИЕНТ ОДНОВРЕМЕННОСТИ, ТРЁХФАЗНОЕ КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТЫ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЁТНЫЙ ТОК.

Актуальной проблемой при эксплуатации электрических сетей 0,4-10 кВ Загорненского участка Свободненского района Амурской области с центром питания подстанция Костюкова является их неудовлетворительное состояние, что также создаёт актуальность данной работы.

Цель работы провести реконструкцию электрических сетей 0,4-10 кВ Загорненского участка Свободненского района Амурской области с центром питания подстанция Костюкова.

Полученные результаты сформированы после выполнения комплекса электротехнических расчётов в виде табличных данных и листов графической части работы.

Новизна полученных результатов расчёта состоит в использовании прогнозируемых электрических нагрузок потребителей 0,4 кВ, что способствует длительному соответствию параметров проведенных расчётов сети 0,4-10 кВ их фактической пропускной способности.

Практическая значимость результатов расчёта проекта заключена в возможности их использования при приведении в удовлетворительное состояние электрических сетей 0,4-10 кВ Загорненского участка Свободненского района Амурской области.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Энергоэкономическая характеристика района электроснабжения	9
2 Исходные данные для анализа нагрузок и их расчёт	12
2.1 Расчёт нагрузок на вводе 0,4 кВ потребителей	12
2.2 Прогнозные величины нагрузок на вводе 0,4 кВ потребителей	14
2.3 Расчёт нагрузки уличного освещения	15
3 Выбор уровней номинального напряжения	17
4 Низковольтное электроснабжение	18
4.1 Расчёт электрических нагрузок линий 0,4 кВ, выбор и проверка проводников распределительной сети	18
4.2 Расчёт электрических нагрузок на низкого напряжения ТП	22
5 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	24
6 Выбор схемы подключения ТП к центру питания	27
6.1 Потери мощности, возникающие в трансформаторах ТП	27
6.2 Приведенная нагрузка к стороне 10 кВ ТП	29
6.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ	29
6.4 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ	33
6.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах ПС «Костюковка»	37
7 Компенсация реактивной мощности	38
8 Токи короткого замыкания	39
8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	39
8.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ	42
9 Выбор и проверка оборудования напряжением до 1 кВ	49
10 Выбор и проверка оборудования напряжением выше 1 кВ	53
10.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	53
10.2 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	54
10.3 Выбор трансформаторов тока	55

10.4	Выбор трансформатора напряжения	59
10.5	Выбор выключателей нагрузки	61
10.6	Выбор выключателей 10 кВ	63
10.7	Выбор КРУ	66
10.8	Выбор трансформаторных подстанций	67
11	Компенсация емкостных токов замыкания на землю	69
12	Релейная защита и автоматик	70
12.1	Токовая отсечка без выдержки времени.	70
12.2	Максимальная токовая защита линий	72
12.3	Устройства автоматического включения резерва	73
12.4	Защита от однофазных замыканий на землю	74
12.5	Защита понижающих трансформаторов ТП	75
13	Заземление ТП	79
14	Безопасность и экологичность	83
14.1	Безопасность	83
14.2	Экологичность	86
14.3	Чрезвычайные ситуации	90
	Заключение	95
	Библиографический список	96

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;

АЭС – Амурские электрические сети;

АО – акционерное общество;

ВВ – вакуумный выключатель;

ВЛ - воздушная линия;

ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ПС - подстанция;

РЗ - релейная защита;

РЭС – район энергоснабжения;

СИП – самонесущий изолированный провод;

СП – структурное подразделение;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция;

ФЗ – федеральный закон;

ЦЭС – центральные электрические сети.

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ Загорненского участка Свободненского района Амурской области с центром питания ПС Костюкова обслуживается территориальными подразделениями и персоналом АО «ДРСК». Современный уровень эффективности функционирования системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ Загорненского участка Свободненского района Амурской области с центром питания ПС Костюкова оценивается по результатам анализа электропотребления за 2022 год. В результате анализа получены данные об отчётных потерях электроэнергии, часть коммерческих которых связана с хищениями электроэнергии потребителями, часть технических потерь электроэнергии обуславливается физическими особенностями процессом передачи электроэнергии на расстояние по проводникам. Фактическое распределение технических потерь электроэнергии и потерь от хищений электроэнергии представлено в абсолютном и относительном выражении от поступившей электроэнергии в систему электроснабжения.

Прикладной характер рассматриваемой в проекте задачи по реконструкции системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ Загорненского участка Свободненского района Амурской области с центром питания ПС Костюкова имеет цель показать, что технические потери могут быть снижены путём перераспределения нагрузки в сети 0,4-10 кВ, при этом потери от хищения электроэнергии могут быть исключены после проведения мероприятий по замене проводов в сетях 0,4 кВ, [2].

Потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях удовлетворительные, если они не превышают или находятся в пределах 4-5 % в относительном выражении. Достижение уровня относительных потерь 10 % считается предельным для обоснования физических процессов при передаче электроэнергии по проводникам по усредненным данным, приведенным в источнике [3]. В то же время решающими факторами обоснования высокого уровня технических потерь представляются состав оборудования, количество

трансформаций и износом оборудования, в котором возникают потери электроэнергии.

Целесообразность темы проекта связана с повышением надёжности функционирования и качества электроэнергии в системе электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ Загорненского участка Свободненского района Амурской области с центром питания ПС Костюкова.

Основание для выполнения реконструкции системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ Загорненского участка Свободненского района Амурской области с центром питания ПС Костюкова обусловлено необходимостью повышения надёжности сети и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии.

Исходные данные для выполнения реконструкции системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ Загорненского участка Свободненского района Амурской области с центром питания ПС Костюкова сведены и получены на преддипломной производственной практике и представляют комплекс поопорных схем, однолинейных схем рассматриваемого участка системы электроснабжения.

При выполнении проекта рассматривается и решаются вопросы замены проводов сетей напряжением 0,4-10 кВ, эффективной загрузки трансформаторов ТП 10/0,4 кВ, выбора оптимальной схемы соединения сети 10 кВ, расчёта уровней токов КЗ в сети 0,4-10 кВ, выбора уставок средств РЗА линий 10 кВ, рассмотрены меры безопасности при проведении реконструкции и определены показатели экологичности проекта.

Практическая значимость результатов расчёта проекта заключена в возможности их использования при приведении в удовлетворительное состояние электрических сетей 0,4-10 кВ Загорненского участка Свободненского района Амурской области.

При выполнении проекта использовались следующие программные продукты: MS Office Word; MS Office Excel; MS Visio, использованы данные сети Internet, электронная библиотека Irbis АмГУ.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Свободненский район Амурской области расположен по правому берегу среднего течения реки Зея. Расположен район в северно-западной части Амурской области и граничит с запада с Китайской народной республикой по реке Амур, с севера с Шимановским районом, с востока по реке Зея – с Мазановским и Серышевским районами и с юга – с Благовещенским районом.

Свободненский район представил площадки для практической отработки механизмов реализации модели ТОР, резидентами которой являются ПАО «Газпром» и ПАО «СИБУР Холдинг», [1]. Снятие инфраструктурных ограничений, сокращение сроков административных процедур, освобождение от налоговой нагрузки будут способствовать росту экономики и общества в целом, позволит выровнять условия проживания на Дальнем Востоке с западными регионами страны.

Увеличение стоимости арендного жилищного фонда города Свободный приводит к тому, что наблюдается смещение рынка арендного жилья на пригородные зоны Свободненского района, тем самым создаётся предпосылка для обеспечения устойчивого и эффективного функционирования системы электро-снабжения села Костюковка.

Характеристика села Костюковка и села Зиговка, в отношении сетевого комплекса которых выполняются расчёты по реконструкции системы электро-снабжения, представлена в разрезе всего муниципального района. Местоположение села Свободненском муниципальном районе - Северо-западная часть, расстояние от административного центра поселения до города Свободный составляет 40 км, общая площадь муниципального образования 781,708 км², численность населения на 01.01.2023 1085 чел.

В соответствии с рисунком 1, в районе проектирования расположена подстанция 35/10 кВ «Костюковка», которая является источником питания села Комстюковка и села Зиговка.

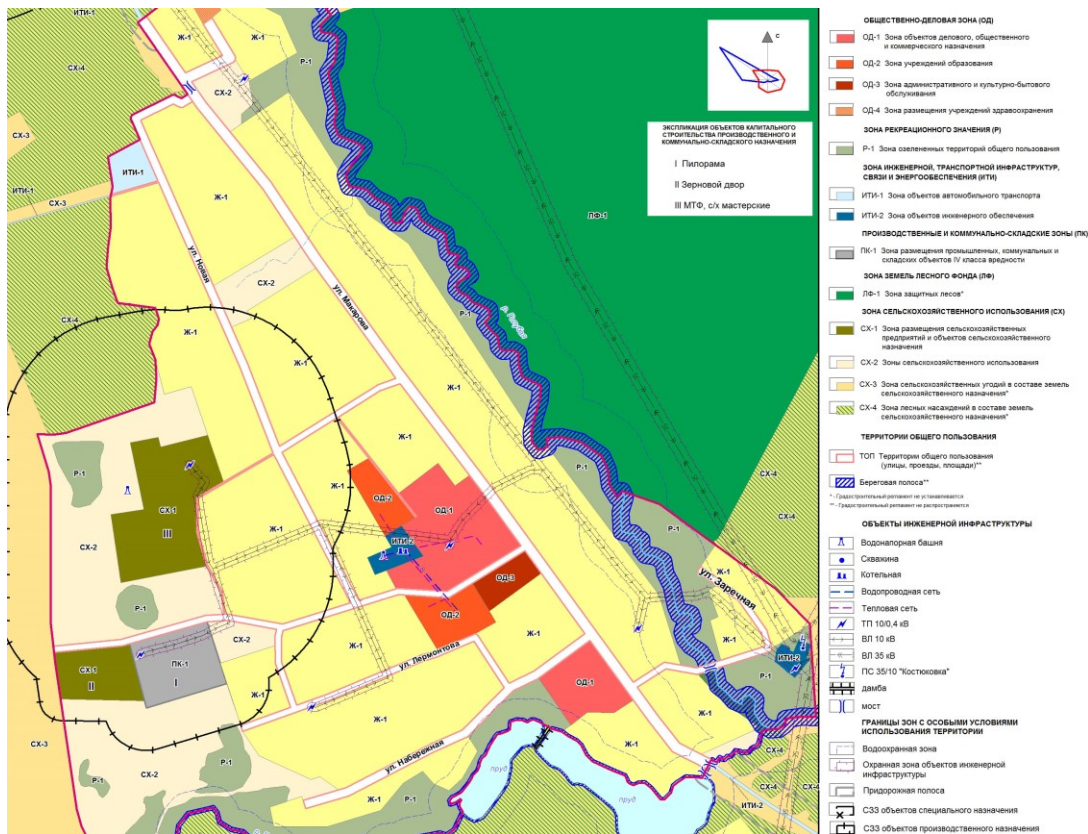


Рисунок 1 – Схема района проектирования

Выполнить анализ величины потерь электроэнергии за 2022 год по фидерам ПС «Костюковка» наглядно можно с использованием данных рисунков 2 и 3. Количество питающих фидеров района реконструкции – 3. Фидер №1 подключает потребителей села Серебрянка, фидер №2 – село Рогачевка, фидер №3 – село Зиговка, село Костюковка.

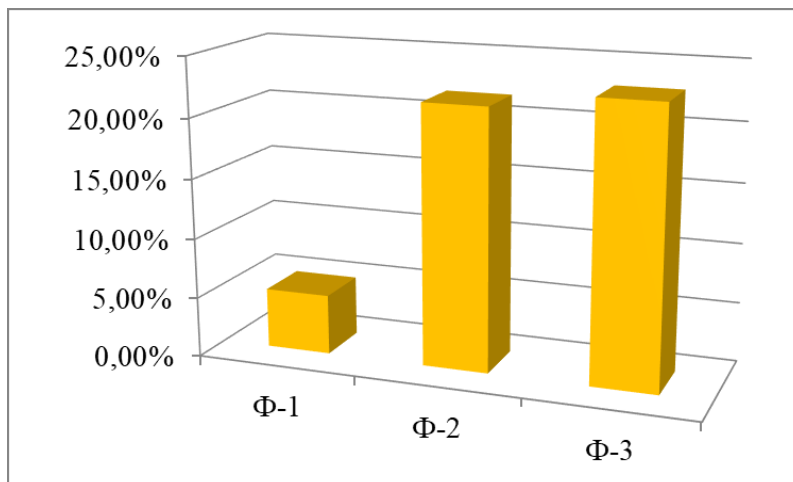


Рисунок 2 – Диаграмма коммерческих потерь электроэнергии по ПС «Костюковка»

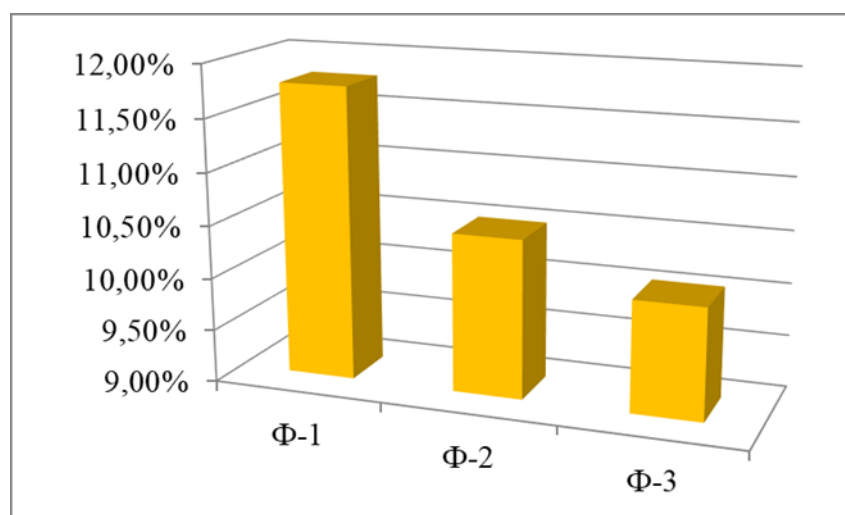


Рисунок 3 - Диаграмма технических потерь электроэнергии по ПС «Костюков-ка»

Диаграммы на рисунках 2 и 3 показывают, что потери электроэнергии по фидеру №3 питания села Костюковка не относятся к техническим потерям, так как являются коммерческой составляющей потерь электроэнергии, величина 23%. Возможно полностью снизить данную величину потерь и повысить выручку распределительной сетевой компании.

Для технических потерь по фидеру №3 питания села Костюковка величиной 9% имеется возможность их снижение на 3-4% до среднего уровня 5%.

Направление реконструкции района электроснабжения складывается из применения проводов СИП для снижения коммерческих потерь электроэнергии и использования вакуумных выключателей ВВТел, комплектных ТП для повышения надёжности электроснабжения потребителей. Дополнительный эффект будет наблюдаться от снижения издержек на ремонт и обслуживание реконструируемых сетей.

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ АНАЛИЗА НАГРУЗОК И ИХ РАСЧЁТ

При реконструкции электрических сетей напряжением 0,4 кВ села Костюковка и села Зиговка будет проведена замена деревянных опор с приставками или без на железобетонные. Одним из основных направлений реконструкции будет выполнена замена голых проводов А, АС, взамен будут смонтированы изолированные провода СИП-2, также выполняется замена устаревших КТП с большим износом.

2.1 Расчёт нагрузок на вводе 0,4 кВ потребителей

Перед тем, как приступить к расчётам электрических нагрузок потребителей составляется перечень потребителей района, таблица 1.

Таблица 1 – Перечень потребителей района проектирования

Объект	Категория по надёжности и бесперебойности	Всего имеющихся потребителей
дом 1 кв с электроплитой	3	141
дом 2 кв с электроплитой	3	68
Школа	3	1
Детский садик	2	1
летний лагерь	3	1
больница	2	1
кухня	3	2
магазин, бар	3	4
контора, ДК	3	6
свинарник	3	5
коровник	3	5
Водонапорная башня	2	1
скважина	2	1
пожарный пост	2	1
маслозавод	3	1
гараж	3	17
мастерская	3	6
пилорама	3	3
столярка	3	3
слесарка	3	3
КЭС	3	2
склад	3	12
сушилка	3	4
весовая	3	3
кочегарка	3	1
котельная	2	2

Найти максимумы нагрузки на вводе в жилой двухквартирный дом в период дневного и вечернего максимумов нагрузки возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу [10]:

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

$$S_B = \frac{1 \cdot 12}{1} = 12 \text{ кВА};$$

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

$$S_D = \frac{0,5 \cdot 12}{1} = 6 \text{ кВА}.$$

где K_{yD} , K_{yB} - справочные величины для использования коэффициентов дневного и вечернего максимумов нагрузок;

$\cos \varphi_D$; $\cos \varphi_B$ - данные по коэффициентам мощности, разделяемые по пиковому потреблению днем или вечером;

P_P - активная нагрузка, приведенная к трехфазному вводу 0,4 кВ в жилой дом, расчётная величина [10].

Все получаемые параметры электрических нагрузок на вводе потребителей сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 2, где указаны единицы измерения каждого параметра потребителей.

Таблица 2 – Расчётные нагрузки потребителей на 2022 год

Объект	Рв, кВт	Qв, кВар	Рд, кВт	Qд, квар	cosφ
1	2	3	4	5	6
дом 1 кв с электроплитой	6,0	0,0	3,0	0,0	1,00
дом 2 кв с электроплитой	12,0	0,0	6,0	0,0	1,00
Школа	12	8	21	8,1	0,93
детский садик	12	8	21	8,1	0,93
летний лагерь	14	4	14	4	0,96

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
больница	50	35	50	35	0,82
кухня	10	5	10	5	0,89
свинарник, коровник	28	12	28	8	0,96
Водонапорная башня	20	10	20	10	0,89
скважина	20	10	20	10	0,89
пожарный пост	32	20	10	6	0,85
маслозавод	60	60	65	60	0,68
гараж	5	4	10	8,5	0,76
магазин, бар	10	5	10	5	0,89
контора, ДК	2	1	5	3	0,86
мастерская	5	4	10	7	0,82
пилорама	1,3	1,3	20	12	0,86
столярка	1,3	1,3	20	12	0,86
слесарка	1,3	1,3	20	12	0,86
КЗС	1,3	1,3	20	12	0,86
склад	28	8	28	8	1,00
сушилка	10	5	25	25	0,71
весовая	10	5	25	25	0,71
кочегарка	10	5	10	5	0,89
котельная	18	13	18	13	0,89

2.2 Прогнозные величины нагрузок на вводе 0,4 кВ потребителей

Найти прогнозируемые нагрузки на вводе в жилой двухквартирный дом возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$P_{np}^{2027} = P_p^{2022} \cdot (1 + \Sigma/100)^n; \quad (3)$$

$$P_{np}^{2027} = 12 \cdot (1 + 1/100)^5 = 12,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{np}^{2027} = Q_p^{2022} \cdot (1 + \Sigma/100)^n; \quad (4)$$

$$Q_{np}^{2027} = 0 \cdot (1 + 1/100)^5 = 0 \text{ квар};$$

где n – период выполнения прогноза, 5 лет;

Σ – относительная величина темпа прироста бытовой нагрузки, 1%.

Все получаемые параметры прогнозируемых электрических нагрузок на вводе потребителей сводятся по признаку очередности их нахождения в таблице 3, где указаны единицы измерения каждого параметра потребителей.

Таблица 3 – Расчётные нагрузки потребителей

Объект	P, кВт	Q, квар	S, кВА	cosφ
дом 1 кв с электроплитой	6,3	0,0	6,3	1,00
дом 2 кв с электроплитой	12,6	0,0	12,6	1,00
Школа	22,1	8,5	23,6	0,93
детский садик	22,1	8,5	23,6	0,93
летний лагерь	14,7	4,2	15,3	0,96
больница	52,5	36,8	64,1	0,82
кухня	10,5	5,3	11,7	0,89
контора, ДК	5,3	3,2	6,1	0,86
свинарник, коровник	29,4	12,6	32,0	0,96
Водонапорная башня	21,0	10,5	23,5	0,89
скважина	21,0	10,5	23,5	0,89
пожарный пост	33,6	21,0	39,6	0,85
маслозавод	68,3	63,0	92,9	0,68
гараж	10,5	8,9	13,8	0,76
магазин, бар	10,5	5,3	11,7	0,89
мастерская	10,5	7,4	12,8	0,82
пилорама	21,0	12,6	24,5	0,86
столярка	21,0	12,6	24,5	0,86
слесарка	21,0	12,6	24,5	0,86
КЗС	21,0	12,6	24,5	0,86
склад	29,4	8,4	30,6	1,00
сушилка	26,3	26,3	37,1	0,71
весовая	26,3	26,3	37,1	0,71
кочегарка	10,5	5,3	11,7	0,89
котельная	18,9	13,7	23,3	0,89

Темп прироста бытовой нагрузки села Костюковка на перспективу 5 лет составит 5%.

2.3 Расчёт нагрузки уличного освещения

Найти нагрузку уличного освещения на вводе 0,4 кВ ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$P_{oc} = P_{oc,уд} \cdot l, \quad (5)$$

$$P_{oc} = 5 \cdot 0,63 = 5,04 \text{ кВт.}$$

где $P_{oc.yd}$ – удельная мощность, освещения улиц по [3] 5 кВт/км;

l – длина освещаемой территории, км.

Все получаемые параметры нагрузок уличного освещения на вводе 0,4 кВ потребителей сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 4, где указаны единицы измерения каждого параметра ТП.

Таблица 4 – Нагрузка уличного освещения

ТП	L, км	Росв улиц, кВт
ТП 5-23	0,6	5,
ТП 5-06	2,5	20,2
ТП 5-08	1,4	11
ТП 5-19	1,7	13,2
ТП 5-05	0,5	4,1
ТП 5-13	0,2	1,9
ТП 5-10	1,7	13,2
ТП 5-11	1	8,4
ТП 5-18	0,2	1,2

3 ВЫБОР УРОВНЕЙ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Наиболее экономичный вариант развития системы электроснабжения заключается в использовании минимального количества трансформаций при передаче электроэнергии конечному потребителю. Засчёт отсутствия потребителей на напряжении 10 кВ, допускается использование трансформации 35/0,4 кВ. Учитывая рассредоточенность нагрузки в районе проектирования, ожидается большая протяжённость сетей 0,4 кВ, что связано с ухудшением качества электроэнергии для конечного потребителя и сопряжено с дополнительными затратами на реконструкцию центра питания ПС Костюковка.

Перспектива развития как потребителей, так и сетей частично учтена при расчёте нагрузок величиной прироста нагрузки 5% за ближайшие 5 лет. В случае, если рост нагрузки не произойдёт, расчётные показатели сетей 10-0,4 кВ могут быть пересмотрены в сторону уменьшения сечения проводов ВЛ и мощности силовых трансформаторов ТП.

Для рассматриваемого центра питания ПС Костюковка переход на какие-либо другие уровни напряжения не предусматривается.

Напряжение распределительных сетей до ТП принимается 10 кВ.

Напряжение распределительных сетей для подключения потребителей – 0,4 кВ.

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1 Расчёт электрических нагрузок линий 0,4 кВ, выбор и проверка проводников распределительной сети

Рассмотрим расчет нагрузок на примере линии питающей двухквартирный дом, скважина, котельная, школа от ТП 5-23. Линия выполнена проводом марки СИП-2А.

Найти расчётную нагрузку ВЛ 0,4 кВ №1 ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$S_P = K_o \cdot S_i, \quad (6)$$

$$S_P = 0.56 \cdot 83 = 46 \text{ кВА},$$

K_o - коэффициент одновременности.

Найти расчётный ток ВЛ 0,4 кВ №1 ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

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

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{46}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 60 \text{ А}.$$

Выбрать провода для ВЛ 0,4 кВ №1 ТП 5-23 по расчётному току возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{РМАКС}}, \quad (8)$$

$$130 \text{ А} \geq 60 \text{ А},$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток провода СИП 2А 3х25+1х16, 130 А, [6].

Найти потерю напряжения для ВЛ 0,4 кВ №1 ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos(\varphi) + x_{\text{уд}} \cdot \sin(\varphi))}{U_{\text{н}}} \cdot 100\%, \quad (9)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 60 \cdot 300 \cdot (1,2 \cdot 0,9 + 0,09 \cdot 0,44)}{400} \cdot 100\% = 9,2\%,$$

где $\cos(\varphi)$, $\sin(\varphi)$ – коэффициенты мощности по ВЛ 0,4 кВ №1 ТП 5-23, среднее арифметическое из числа потребителей;

l – длина ВЛ 0,4 кВ №1 ТП 5-23, м;

I_p – расчетный ток ВЛ 0,4 кВ №1 ТП 5-23, А.

Проверить провода для ВЛ 0,4 кВ №1 ТП 5-23 по потере напряжения возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}}, \quad (10)$$

$$9,2\% < 10\%,$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – величина допустимого медленного изменения напряжения по ГОСТ 32144-2013, 10%.

Потеря напряжения не превышает 10%, следовательно, для потребителей, питающихся по линии, условие выполняется.

Все получаемые параметры суммарных нагрузок ВЛ 0,4 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 5, где указаны единицы измерения каждого параметра ВЛ.

Таблица 5 – Суммарные нагрузки в сетях 0,4 кВ

№	Потребители	$P_{\text{сумм}}$, кВт	$S_{\text{сумм}}$, кВА	K_0
ТП 5-23	физ.лица более 90%	74,55	83	0,56
	физ.лица	32,55	37	0,73
	физ.лица	31,5	37	0,62
ТП 5-06	физ.лица более 90%	131,25	132	0,33
	физ.лица более 90%	269,85	271	0,25
	физ.лица более 90%	318,15	333	0,27
	юр.лица более 90%	128,1	130,6	0,31
ТП 5-08	физ.лица более 90%	134,4	141	0,3
	физ.лица более 90%	151,2	334	0,4
	физ.лица	151,2	151	0,3
ТП 5-19	физ.лица более 90%	184,8	189	0,32
	физ.лица более 90%	105	106	0,35
	физ.лица	81,9	82	0,35
ТП 5-05	юр.лица более 90%	81,9	105	0,8
	юр.лица более 90%	134,4	153	0,725
ТП 5-13	юр.лица более 90%	10,5	14	1
	физ.лица более 90%	35,7	39	0,62
ТП 5-10	физ.лица более 90%	103,95	106	0,33
	юр.лица более 90%	68,25	93	1
	юр.лица более 90%	50,4	52	0,8
	физ.лица более 90%	197,4	201	0,29
ТП 5-11	физ.лица более 90%	111,3	115	0,33
	физ.лица более 90%	67,2	70	0,41
ТП 5-18	юр.лица более 90%	29,4	31	1
	юр.лица более 90%	29,4	31	1

Все получаемые параметры расчётных нагрузок ВЛ 0,4 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 6, где указаны единицы измерения каждого параметра ВЛ.

Таблица 6 – Расчётные нагрузки и допустимый ток проводов ВЛ в сетях 0,4 кВ

№	Потребители	P_p , кВт	S_p , кВА	I_p , А	$I_{\text{доп}}$, А
1	2	3	4	5	6
ТП 5-23	физ.лица более 90%	42	46	60	130
	физ.лица	24	27	34	100
	физ.лица	20	23	28	100

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
ТП 5-06	физ.лица более 90%	43	44	63	195
	физ.лица более 90%	67	68	97	339
	физ.лица более 90%	86	90	124	339
	юр.лица более 90%	40	40	57	242
ТП 5-08	физ.лица более 90%	40	42	58	195
	физ.лица более 90%	60	134	87	130
	физ.лица	45	45	66	201
ТП 5-19	физ.лица более 90%	59	61	85	290
	физ.лица более 90%	37	37	53	195
	физ.лица	29	29	41	586
ТП 5-05	юр.лица более 90%	66	84	95	130
	юр.лица более 90%	97	111	141	240
ТП 5-13	юр.лица более 90%	11	14	15	100
	физ.лица более 90%	22	24	32	100
ТП 5-10	физ.лица более 90%	34	35	50	160
	юр.лица более 90%	68	93	99	130
	юр.лица более 90%	40	42	58	160
	физ.лица более 90%	57	58	83	290
ТП 5-11	физ.лица более 90%	37	38	53	195
	физ.лица более 90%	28	29	40	160
ТП 5-18	юр.лица более 90%	29	31	42	100
	юр.лица более 90%	29	31	42	100

Значения $\cos\varphi$ для каждой линии определены как средние из значений $\cos\varphi$ по потребителям данной линии 0,4 кВ. Длина каждой линии определена исходя из подробной поопорной схемы сети 0,4 кВ села Костюковка при условии, что длина пролёта составляет 30 м. Данное допущение сделано ввиду разницы величины каждого из пролетов 25-35 м, в зависимости от типа опор пролёта (анкерные, промежуточные, поворотные).

Все получаемые параметры потери напряжения ВЛ 0,4 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 7, где указаны единицы измерения каждого параметра потребителей.

Таблица 7 – Потери напряжения в сетях 0,4 кВ

№	Потребители	I_p , А	$F_{\text{линии}}$, мм ²	$N_{\text{прол}}$	L, км	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 5-23	физ.лица более 90%	60	25	10	0,3	0,90	0,44	1,2	0,09	9,2
	физ.лица	34	16	4	0,12	0,87	0,49	1,91	0,1	3,2
	физ.лица	28	16	7	0,21	0,85	0,53	1,91	0,1	4,5

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 5-06	физ.лица более 90%	63	50	14	0,42	0,99	0,11	0,64	0,09	7,7
	физ.лица более 90%	97,1	120,3	27,4	0,81	0,997	0,08	0,253	0,09	9,3
	физ.лица более 90%	124	120	22	0,66	0,95	0,30	0,253	0,09	10,0
	юр.лица более 90%	57	70	21	0,63	0,98	0,19	0,44	0,09	7,4
ТП 5-08	физ.лица более 90%	58	50	17	0,51	0,95	0,30	0,64	0,09	8,6
	физ.лица более 90%	87	25	9	0,27	0,45	0,89	1,2	0,09	6,7
	физ.лица	66	50	16	0,48	1,0	0,00	0,64	0,09	9,2
ТП 5-19	физ.лица более 90%	85	95	21	0,63	0,98	0,22	0,32	0,09	8,1
	физ.лица более 90%	53	50	16	0,48	0,99	0,15	0,64	0,09	7,5
	физ.лица	41	35	18	0,54	1,00	0,00	0,87	0,09	8,9
ТП 5-05	юр.лица более 90%	95	25	5	0,15	0,78	0,62	1,2	0,09	6,4
	юр.лица более 90%	141	70	12	0,36	0,88	0,48	0,44	0,09	9,9
ТП 5-13	юр.лица более 90%	15	16	2	0,06	0,76	0,65	1,91	0,1	0,6
	физ.лица более 90%	32	16	6	0,18	0,92	0,40	1,91	0,1	4,7
ТП 5-10	физ.лица более 90%	50	35	17	0,51	0,98	0,17	0,87	0,09	10,0
	юр.лица более 90%	99	25	2	0,06	0,73	0,68	1,2	0,09	2,5
	юр.лица более 90%	58	35	14	0,42	0,97	0,26	0,87	0,09	9,6
	физ.лица более 90%	83	95	22	0,66	0,98	0,19	0,32	0,09	8,2
ТП 5-11	физ.лица более 90%	53	50	17	0,51	0,97	0,24	0,64	0,09	7,9
	физ.лица более 90%	40	35	18	0,54	0,95	0,30	0,87	0,09	8,4
ТП 5-18	юр.лица более 90%	42	16	2	0,06	0,96	0,27	1,91	0,1	2,2
	юр.лица более 90%	42	16	3	0,09	0,96	0,27	1,91	0,1	3,2

4.2 Расчёт электрических нагрузок на стороне низкого напряжения ТП

Порядок расчёта нагрузки на стороне низкого напряжения 0,4 кВ каждой ТП состоит в использовании данных о нагрузке наиболее загруженного фидера 0,4 кВ, к которой добавляются нагрузки остальных фидеров 0,4 кВ ТП.

Определение активной нагрузки на стороне 0,4 кВ ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$P_{P\text{ТП}5-23} = P_{\text{вл}1\text{ТП}5-23} + P_{\text{вл}2\text{ТП}5-23} + P_{\text{вл}3\text{ТП}5-23} + P_{\text{ос}}, \quad (11)$$

$$P_{P\text{ТП}5-23} = 42 + 5 + 12,5 + 15 = 74,3 \text{ кВт},$$

где $P_{\text{вл}1\text{ТП}5-23}$ - нагрузка наиболее загруженной ВЛ-1 0,4 кВ из числа подключенных к шинам НН ТП, кВт;

$P_{вл2 ТП5-23}$ - нагрузка добавочная от ВЛ-2 0,4 кВ наименее загруженной из числа подключенных к шинам НН ТП, кВт;

$P_{вл3 ТП5-23}$ - нагрузка добавочная от ВЛ-3 кВ наименее загруженной из числа подключенных к шинам НН ТП, кВт;

$P_{ос}$ - нагрузка уличного освещения, 5 кВт.

Найти расчётную полную нагрузку на шинах НН ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$S_{P ТП5-23} = \frac{P_{P ТП5-23}}{\cos \varphi}, \quad (12)$$

$$S_{P ТП5-23} = \frac{74,3}{0,87} = 85,3 \text{ кВА.}$$

Все получаемые параметры нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 8, где указаны единицы измерения каждого параметра ТП.

Таблица 8 – Расчётные нагрузки низкой стороны 0,4 кВ ТП

№	Sp0,4, кВА	Pp0,4, кВт	Qp0,4, квар
ТП 5-23	85,32	74,32	41,92
ТП 5-06	211,21	207,31	40,51
ТП 5-08	159,91	128,21	95,51
ТП 5-19	116,31	114,91	17,61
ТП 5-05	176,81	146,71	98,71
ТП 5-13	36,72	30,82	20,02
ТП 5-10	184,12	168,92	73,42
ТП 5-11	65,32	62,82	17,72
ТП 5-18	51,02	49,02	14,02

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

По категории бесперебойности электроснабжения потребителям ТП 5-23, ТП 5-06, ТП 5-08, ТП 5-10, ТП 5-18 требуется установка двух трансформаторов.

Найти требуемую мощность трансформаторов на НН ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_C}, \quad (13)$$

$$S_{PT} = \frac{85,3}{2 \cdot 0,7} = 61 \text{ кВА},$$

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

n_T - число трансформаторов;

K_C - коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый в зависимости от вида потребителей, [3].

Выбрать мощность трансформаторов на НН ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$S_{НОМТР} \geq S_{PT}, \quad (14)$$

$$63 \text{ кВА} \geq 61 \text{ кВА},$$

где $S_{НОМТР}$ - стандартная номинальная мощность выпускаемых трансформаторов 10/0,4 кВ, кВА.

При реконструкции используются трансформаторы ТМ (трансформаторы масляные).

Проверить трансформаторы по нагрузке в нормальном режиме работы ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{S_{PT}}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}}, \quad (15)$$

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{85,3}{63 \cdot 2} = 0,68 \geq 0,5.$$

Проверить трансформаторы по нагрузке в послеаварийном N-1 режиме работы ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$K_{3\text{ на}} = \frac{S_{PT}}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)}, \quad (16)$$

$$K_{3\text{ на}} = \frac{85,3}{63} = 1,35 \leq 1,4.$$

Все получаемые параметры трансформаторов ТП и их нагрузки сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 9, где указаны единицы измерения каждого параметра ТП.

Таблица 9 – Выбор и проверка трансформаторов ТП 10/0,4 кВ

№ ТП	S _p , кВА	P _p , кВт	Q _p , квар	N _{тр}	K _{загр}	S _{расч} , кВА	S _{ном} , кВА	K _{з норм}	K _{з п/ав}
ТП 5-23	85,3	74,3	41,9	2	0,7	61	63	0,68	1,35
ТП 5-06	211,2	207,3	40,5	2	0,7	151	160	0,66	1,32
ТП 5-08	159,9	128,2	95,5	2	0,7	114	160	0,50	1,00
ТП 5-19	116,3	114,9	17,6	1	0,8	145	160	0,73	0,73
ТП 5-05	176,8	146,7	98,7	1	0,8	221	250	0,71	0,71
ТП 5-13	36,7	30,8	20,0	1	0,8	46	63	0,58	0,58
ТП 5-10	184,1	168,9	73,4	2	0,7	132	160	0,58	1,15
ТП 5-11	65,3	62,8	17,7	1	0,8	82	100	0,65	0,65
ТП 5-18	51,0	49,0	14,0	2	0,7	36	40	0,64	1,27

Из таблицы 9 видно, трансформаторы оптимально загружены на каждой ТП.

При реконструкции сети 10 кВ села Костюковка необходимо рассмотреть вопрос разукрупнения существующих ТП.

Согласно существующему плану села (рисунок 10), ТП 5-17, ТП 5-09, разукрупнены, подключаемая к ним нагрузка переключена на другие близко-расположенные ТП, тем самым сокращены потери в сети на величину холостого хода и нагрузочных потерь короткого замыкания в демонтированных ТП.

ТП 5-23, ТП 5-06, ТП 5-08, ТП 5-10, ТП 5-18 (территория животноводческого комплекса), дополнительно по 2 категории надежности доукомплектовываются вторым трансформатором. Сравнение загрузки установленных трансформаторов с устанавливаемыми показано в таблице 10.

Таблица 10 – Величина загрузки трансформаторов до и после реконструкции

№ ТП	S_p , кВА	$S_{ном}$, кВА	$K_{загр}$	$S_{ном}$ факт, кВА	$K_{загр}$ факт
	расчётные величины			фактические величины	
ТП 5-23	61	63	0,68	250	0,34
ТП 5-06	151	160	0,66	400	0,53
ТП 5-08	114	160	0,50	250	0,64
ТП 5-19	145	160	0,73	160	0,73
ТП 5-05	221	250	0,71	250	0,71
ТП 5-13	46	63	0,58	100	0,37
ТП 5-10	132	160	0,58	250	0,74
ТП 5-11	82	100	0,65	100	0,65
ТП 5-18	36	40	0,64	400	0,13

По данным таблицы 10, трансформаторы на ТП 5-23, ТП 5-13, ТП 5-18 недогружены. Таким образом, проводится замена трансформаторов по данным ТП на трансформаторы меньшей номинальной мощностью.

Существующая схема сети 0,4 кВ села Костюковка показана на листе графической части №1

6 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТП К ЦЕНТРУ ПИТАНИЯ

6.1 Потери мощности, возникающие в трансформаторах ТП

Найти потери активной мощности в трансформаторе на ТП 5-19 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (17)$$

$$\Delta P_T = 0,56 + 0,73^2 \cdot 2,65 = 2 \text{ кВт},$$

где ΔP_X - для рассчитываемых трансформаторов ТП 5-19 величина активных потерь холостого хода;

ΔP_K - для ТП 5-19 справочные данные по активным потерям короткого замыкания.

Найти потери реактивной мощности холостого хода в трансформаторе на ТП 5-19 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$\Delta Q_X = S_{\text{ном.т}} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (18)$$

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

где $S_{\text{ном.т}}$ - для рассчитываемых трансформаторов ТП 5-19 стандартная полная мощность 160 кВА;

I_x - для ТП 5-19 справочные данные по току холостого хода.

Найти потери реактивной мощности короткого замыкания в трансформаторе на ТП 5-19 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (19)$$

$$\Delta Q_K = 160 \cdot \frac{4,5}{100} = 7,2 \text{ квар},$$

где U_K - для ТП 5-19 справочные данные по напряжению короткого замыкания.

Найти потери реактивной мощности в трансформаторе на ТП 5-19 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (20)$$

$$\Delta Q_T = 3,84 + 0,73^2 \cdot 7,2 = 7,6 \text{ квар}.$$

Все получаемые параметры потерь мощности трансформаторов ТП сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 11, где указаны единицы измерения каждого параметра ТП.

Таблица 11 – Определение потерь мощности в трансформаторах ТП

№ ТП	Кз факт	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар
ТП 5-23	0,68	0,8	2,6
ТП 5-06	0,66	1,7	7,0
ТП 5-08	0,50	1,2	5,6
ТП 5-19	0,73	2,0	7,6
ТП 5-05	0,71	2,7	11,4
ТП 5-13	0,58	0,7	2,2
ТП 5-10	0,58	1,4	6,2
ТП 5-11	0,65	1,2	4,6
ТП 5-18	0,64	0,5	1,9

6.2 Приведенная нагрузка к стороне 10 кВ ТП

Найти приведенную нагрузку к стороне ВН ТП 5-19 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$P_{10кВ ТП} = P_{ТП} + \Delta P_T ; \quad (21)$$

$$P_{10кВ ТП} = 114,9 + 2 = 116,9 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{10кВ ТП} = Q_{ТП} + \Delta Q_T ; \quad (22)$$

$$Q_{10кВ ТП} = 17,6 + 7,6 = 25 \text{ квар.}$$

Все получаемые параметры нагрузок ТП на стороне 10 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 12, где указаны единицы измерения каждого параметра ТП.

Таблица 12 - Нагрузка ТП на стороне 10 кВ ТП

№ ТП	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт	P, кВт	Q, квар	S, кВА
ТП 5-23	0,8	2,6	76	47	89
ТП 5-06	1,7	7,0	211	54	218
ТП 5-08	1,2	5,6	131	107	169
ТП 5-19	2,0	7,6	117	25	120
ТП 5-05	2,7	11,4	149	110	186
ТП 5-13	0,7	2,2	31	22	38
ТП 5-10	1,4	6,2	172	86	192
ТП 5-11	1,2	4,6	64	22	68
ТП 5-18	0,5	1,9	50	18	53

6.3 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ

Обоснованный выбор схемы электроснабжения села Костюковка на напряжении 10 кВ возможно с учётом критерия оптимальности, в таком случае разработаны 2 варианта реконструкции сети 10 кВ с изменениями в трассе прокладки ВЛ-10 кВ.

Выбирается петлевая схема, так как резервированная магистральная обладает более высокими затратами на её сооружение, в том числе охранная зона двухцепной ВЛ-10 кВ больше, что увеличивает затраты на обслуживание и чистку просек ВЛ, также потребуются более высокие стойки опор ВЛ, затраты на их установку выше.

Для надёжности электроснабжения села Костюковка ВЛ 10 кВ реконструируются с использованием проводов –аналогов СИП-3, марка провода SАХ, [6]. Подробная конфигурация на плане села Костюковка каждого варианта сети 10 кВ представлена на листе 2 графической части проекта.

Найти расчётную нагрузку ВЛ 10 кВ по варианту №1 с подключенными ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-23 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-08 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$P_P = K_o \cdot P_i, \quad (23)$$

$$P_P = 0.85 \cdot 715 = 608 \text{ кВт},$$

$$Q_P = K_o \cdot Q_i, \quad (24)$$

$$Q_P = 0.85 \cdot 366 = 311 \text{ квар},$$

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}, \quad (25)$$

$$S_P = \sqrt{608^2 + 311^2} = 683 \text{ кВА},$$

где K_o - коэффициент одновременности.

Найти расчётный ток ВЛ 10 кВ по варианту №1 с подключенными ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-23 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-08 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (26)$$

$$I_{P_{\text{МАКС}}} = \frac{683}{\sqrt{3} \cdot 10} = 39 \text{ A.}$$

Выбрать провода для ВЛ 10 кВ по варианту №1 с подключенными ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-23 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-08 по расчётному току возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{\text{ДОП}} \geq I_{P_{\text{МАКС}}},$$

$$245 \text{ A} \geq 39 \text{ A},$$

где $I_{\text{ДОП}}$ - допустимый ток провода SАХ 3х50, 245 А, [6].

Найти потерю напряжения ВЛ 10 кВ по варианту №1 с подключенными ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-23 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-08 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

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

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 39 \cdot 5600 \cdot (0,72 \cdot 0,9 + 0,072 \cdot 0,44)}{10000} \cdot 100\% = 2,6\%,$$

где $\cos\varphi$, $\sin\varphi$ – коэффициенты мощности по ВЛ 10 кВ, среднее арифметическое из числа потребителей;

l – длина ВЛ 10 кВ, м;

I_p – расчетный ток ВЛ 10 кВ, А.

Проверить провода для ВЛ 10 кВ по варианту №1 с подключенными ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-23 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-08 по потере напряжения возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$\Delta U < \Delta U_{\text{дон}},$$

$$2,6\% < 10\%,$$

где $\Delta U_{\text{дон}}$ – величина допустимого медленного изменения напряжения по ГОСТ 32144-2013, 10%.

Все получаемые параметры нагрузок и проводов ВЛ 10 кВ по варианту №1 сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 13, где указаны единицы измерения каждого параметра ВЛ-10 кВ.

Таблица 13 – Параметры сети 10 кВ по варианту 1

Линия	ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-23 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-08	ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10	аварийный обрыв головного участка ПС - ТП 5-13
1	2	3	4
Рсум, кВт	715	286	1001
Qсум, квар	366	126	492
Scум, кВА	803	312	1115
К _о	0,85	0,9	0,8
Р _р , кВт	608	257	801
Q _р , квар	311	113	393
S _р , кВА	683	281	892
I _р , А	39	16	52
I _{доп} , А	245	245	245

1	2	3	4
F, мм ²	50	50	50
L, км	5,6	6,9	13,5
Rл, Ом/км	0,72	0,72	0,72
Xл, Ом/км	0,072	0,072	0,072
ΔWл, кВтч	164611	34403	677703
ΔUл, %	2,6	1,3	8,2

Все получаемые параметры нагрузок и проводов ВЛ 10 кВ по варианту №2 сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 14, где указаны единицы измерения каждого параметра ВЛ-10 кВ.

Таблица 14 – Параметры сети 10 кВ по варианту 2

Линия	ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-23	ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 - ТП 5-08	аварийный обрыв головно-го участка ПС - ТП 5-13
Pсум, кВт	584	417	1001
Qсум, квар	259	233	492
Sсум, кВА	639	477	1115
К _о	0,85	0,9	0,8
P _р , кВт	497	375	801
Q _р , квар	220	210	393
S _р , кВА	543	429	892
I _р , А	31	25	52
Iдоп, А	245	245	245
F, мм ²	50	50	50
L, км	4,2	8,1	14
Rл, Ом/км	0,72	0,72	0,72
Xл, Ом/км	0,072	0,072	0,072
ΔWл, кВтч	78197	94217	702804
ΔUл, %	1,6	2,3	8,5

6.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ

Найти затраты на сооружение сети 10 кВ по варианту №1 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$K_{\text{ВЫКЛ}} = N_{\text{ВЫКЛ}} \cdot C_{\text{ВЫКЛ}} ; \quad (27)$$

$$K_{\text{ВЫКЛ}} = 2 \cdot 126 = 252 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{\text{ВЛ}} = L_{\text{ВЛ}} \cdot C_{\text{ВЛ}}; \quad (28)$$

$$K_{\text{ВЛ}} = 13,7 \cdot 100 = 1370 \text{ тыс.руб.};$$

где $N_{\text{ВЫКЛ}}$ - количество вакуумных выключателей 10 кВ, принимается согласно варианту сети 10 кВ,

$C_{\text{ВЫКЛ}}$ - стоимость выключателей, принимается в натуральной величине по [8], тыс.руб.

$L_{\text{ВЛ}}$ - протяженность ВЛ выполненной проводом SAХ, принимается согласно принятого масштаба по листу графической части №2, км;

$C_{\text{ВЛ}}$ - стоимость 1 км линии 10 кВ, принимается в натуральной величине по [8], тыс.руб.

Найти потери электроэнергии в сетях 10 кВ по варианту №1 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \sum \frac{(P_{\text{Л}})^2 + (Q_{\text{Л}})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot (R) \cdot T, \quad (29)$$

$$\Delta W_{\text{Л5-13}} = \frac{(608)^2 + (311)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 5,6) \cdot 8760 = 164611 \text{ кВтч},$$

$$\Delta W_{\text{Л5-18}} = \frac{(257)^2 + (113)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 6,9) \cdot 8760 = 34403 \text{ кВтч},$$

$$\Delta W_{\text{Л5-13}} = \frac{(801)^2 + (393)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 13,5) \cdot 8760 = 677703 \text{ кВтч},$$

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

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

R – активное сопротивление ВЛ-10 кВ, Ом;

T – число часов максимальных потерь электроэнергии.

Найти приведенные затраты на сооружение сети 10 кВ по варианту №1 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (30)$$

$$Z = 0,31 \cdot (252 + 1370) + (0,005 \cdot 1370 + 0,059 \cdot 252) + 1,9 \cdot (164611 + 34403 + 677703) / 1000 = 984 \text{ тыс.руб.}$$

где E_H - норматив дисконтирования, 0,31;

$C_0 = 1,9$ руб/кВт·ч – удельная стоимость потерь электроэнергии, по Постановлению №198-пр/э от 29.12.2022;

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$$a_{ам.выкл} = 5,9\%, a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%;$$

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

Для варианта 2 сети 10 кВ проводится аналогичный расчёт приведенных затрат:

$$K_{ВЫКЛ} = 2 \cdot 126 = 252 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{ВЛ} = 14,2 \cdot 100 = 1420 \text{ тыс.руб.};$$

$$\Delta W_{Л5-13} = \frac{(497)^2 + (220)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 4,2) \cdot 8760 = 78197 \text{ кВтч,}$$

$$\Delta W_{Л5-18} = \frac{(375)^2 + (210)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 8,1) \cdot 8760 = 94217 \text{ кВтч},$$

$$\Delta W_{Л5-13} = \frac{(801)^2 + (393)^2}{10^2} \cdot (0,72 \cdot 14) \cdot 8760 = 702804 \text{ кВтч},$$

$$3 = 0,31 \cdot (252 + 1420) + (0,005 \cdot 1420 + 0,059 \cdot 252) + 1,9 \cdot (78197 + 94217 + 702804) / 1000 = 951 \text{ тыс. руб.}$$

Все получаемые технико-экономические характеристики сети 10 кВ по варианту №1 сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 15, где указаны единицы измерения каждого параметра затрат.

Таблица 15 – Данные по анализу затрат на реконструкцию сети 10 кВ

Вар	N _{выкл} , шт	C _{выкл} , тыс руб	K _{выкл} , тыс руб	L, км	C _{сип}	K _{линии} , тыс руб	I _{экс} , тыс руб	I _{эксп} выкл, тыс руб	I _{ам} , тыс руб	П, кВт·ч	C _п руб/кВ т·ч	I _п , тыс руб	З, тыс руб
1	2	126	252	13,7	100	1370	7	15	81	199013	1,9	378	984
2	2	126	252	14,2	100	1420	7	15	84	172413	1,9	328	951

По таблице 15 проводится расчёт разницы в величине затрат на сооруже-ние ВЛ и линейных ячеек РУ 10 кВ ПС Костюковка с учётом издержек, полу-чена разница по отношению к наиболее затратному варианту 3%. Дальнейшее рассмотрение выполняется без учёта величины затрат, в таком случае во вни-мание принимается величина потерь электроэнергии, которая для варианта 2 ниже, поэтому он принят основным для разработки однолинейной схемы 10 кВ.

Отмечается, что затраты на установку КТП при выполнении расчётов не включались в величину капитальных вложений, так как изменения схемы сети 10 кВ касались только трассы прокладки ВЛ-10 кВ. Вместе с затратам на про-вода ВЛ-10 кВ были учтены затраты на замену масляных выключателей на ПС Костюковка, так как они неотделимы от общих затрат на реконструкцию и в большей степени повлияют на надёжность всей схемы электроснабжения сов-местно с использованием изолированного провода в сети 10 кВ.

6.5 Расчёт электрических нагрузок на шинах ПС «Костюковка»

На шинах 10 кВ ПС «Костюковка» расчёты нагрузок выполняются аналогично нагрузкам ВЛ 10 кВ, при этом учитывается коэффициент одновременности нагрузки.

Найти расчётную нагрузку на стороне 10 кВ ПС Костюковка возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$P_p = K_o \cdot P_i, \quad (31)$$

$$P_p = 0,8 \cdot 1001 = 801 \text{ кВт},$$

$$Q_p = K_o \cdot Q_i, \quad (32)$$

$$Q_p = 0,8 \cdot 492 = 393 \text{ квар},$$

где K_o - коэффициент одновременности.

Все получаемые результаты расчёта электрических нагрузок на шинах ПС «Костюковка» сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 16, где указаны единицы измерения каждого параметра затрат.

Таблица 16 – Расчётная нагрузка на стороне 10 кВ ПС «Костюковка»

Расчётные шины	S_p , кВА	$\cos\varphi$	I_p , кА
10 кВ ПС Костюковка	892	0.90	0,052

Полученная величина нагрузки на стороне 10 кВ ПС Костюковка не подлежит дальнейшей компенсации реактивной мощности, так как величина незначительна и менее 1 МВт, затраты на установку и потери мощности в батареях конденсаторов окажутся высокими и не дадут ожидаемого эффекта по снижению затрат на потери мощности в реконструируемой сети 10 кВ.

7 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Найти необходимую мощность батарей конденсаторов на шинах 10 кВ ПС «Костюковка» возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$Q_э = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пд}}, \quad (33)$$

$$Q_э = 801 \cdot 0,4 = 320 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{ку}} = Q_p - Q_э; \quad (34)$$

$$Q_{\text{ку}} = 393 - 320 = 73 \text{ квар.}$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{пд}}$ – предельно допустимый коэффициент мощности по [10], $\operatorname{tg} \varphi_{\text{пд}} = 0,4$.

Фактическая установленная мощность КУ на ПС Костюковка:

$$Q_{\text{факт}} = 0 \text{ квар.}$$

Получение эффекта от установки батарей конденсаторов в данной выпускной квалификационной работе нецелесообразно рассматривать в отрыве от информации по всем присоединениям на ПС Костюковка, так как рамки проводимой реконструкции затрагивают только фидеры подключения села Костюковка без использования данных по электроснабжению сёл Серебрянка, Рога-чевка, Зиговка.

8 ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики, [9].

8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для оценки значения токов КЗ в сети в целом, рассчитываем токи КЗ в характерных точках сети 10 кВ на ближней и дальней ТП на каждом луче.

В общем виде схема замещения сети 10 кВ для расчёта токов КЗ показана на рисунке 4. Определяем исходные данные для расчёта, сопротивление системы находим при отключающей способности выключателя 12,5 кА, [9].

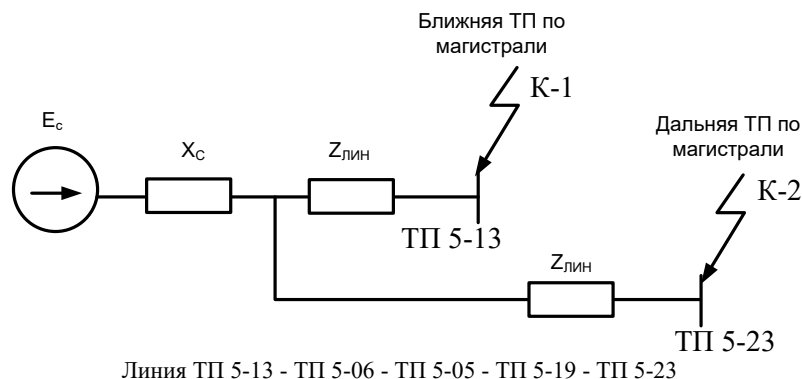


Рисунок 4 - Схема замещения участка сети 10 кВ

Найти сопротивление системы на шинах 10 кВ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$x_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{Кз}^{(3)}}, \quad (35)$$

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,486 \text{ Ом},$$

где U_H - напряжение системы, кВ;

$I_{Kc}^{(3)}$ - отключающая способность выключателей на головных участках ВЛ 10 кВ, 12,5 кА.

Найти сопротивление участков линий 10 кВ до ТП 5-13 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$R_{ЛПП} = r_{y\partial} \cdot L, \quad (36)$$

$$R_{ЛПП5-13} = 0,72 \cdot 0,2 = 0,14 \text{ Ом},$$

$$X_{ЛПП} = x_{y\partial} \cdot L. \quad (37)$$

$$X_{ЛПП5-13} = 0,01 \cdot 0,2 = 0,02 \text{ Ом}.$$

Все получаемые сопротивления участков сети 10 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 17, где указаны единицы измерения каждого параметра ВЛ-10 кВ.

Таблица 17 – Сопротивления участков сети 10 кВ

ТП	Длина, км	$R_{\text{экв}}$, Ом	$Z_{\text{экв}}$, Ом
5-13 ближняя	0,20	0,14	0,52
5-23 дальняя	4,20	3,02	3,12
5-18 ближняя	5,00	3,60	3,70
5-08 дальняя	8,10	5,83	5,93

Найти ток 3-ф короткого замыкания на стороне 10 кВ ТП 5-13 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{no} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K}^2 + X_{\Sigma K}^2}}, \quad (38)$$

$$I_{noTII5-13} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,14^2 + (0,485 + 0,02)^2}} = 11,12 \text{ кА}.$$

Найти ток 2-ф короткого замыкания на стороне 10 кВ ТП 5-13 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{no}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)}, \quad (39)$$

$$I_{noTII5-13}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,12 = 9,68 \text{ кА}.$$

Для определения коэффициента, отражающего степень затухания тока КЗ на стороне 10 кВ ТП 5-13 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$T_{TII} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (40)$$

$$T_{TII5-13} = \frac{0,485 + 0,02}{0,14 \cdot 314} = 0,011 \text{ с},$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T}}, \quad (41)$$

$$K_{y\partial TII5-13} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,011}} = 1,39.$$

Определение величины ударного тока короткого замыкания на высокой стороне ТП 5-13 в сети 10 кВ возможно по расчётной формуле:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}, \quad (42)$$

$$i_{y\partial TП5-13} = 1,39 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,12 = 21,9 \text{ кА.}$$

Все получаемые результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 18, где указаны единицы измерения каждого параметра токов КЗ.

Таблица 18 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

Линия	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(2)}$, кА	T, с	Kуд	Iуд, кА
5-13 ближняя	11,12	9,68	0,011	1,39	21,9
5-23 дальняя	1,85	1,61	0,001	1,00	2,6
5-18 ближняя	1,56	1,36	0,001	1,00	2,2
5-08 дальняя	0,97	0,85	0,001	1,00	1,4

8.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ

Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ ведём в именованных единицах в соответствии с рисунком 5, принимая за расчётные точки электрически ближайšie и удалённые ЭП сети 0,4 кВ для ТП.

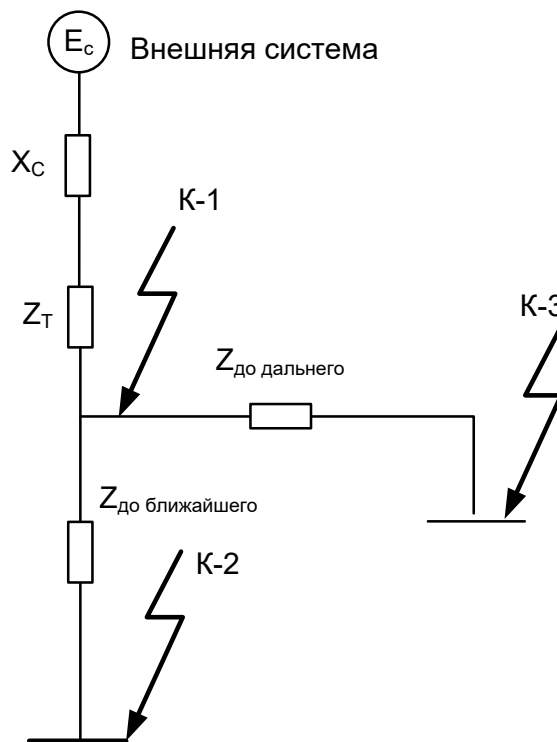


Рисунок 5 - Схема замещения сети 0,4 кВ

Найти сопротивление системы на шинах 0,4 кВ ТП 5-13 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$x_c = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}}, \quad (43)$$

$$x_c = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 11,12} = 0,0021 \text{ Ом},$$

где U_{HH} - напряжение НН ТП, 0,4 кВ.

Найти сопротивление участков линий 0,4 кВ до ближнего и дальнего потребителя от шин 0,4 кВ ТП 5-13 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$X_{Л \text{ дальний}} = x_{уд} \cdot L, \quad (44)$$

$$X_{Л \text{ дальний}} = 0,1 \cdot 0,18 = 0,018 \text{ Ом},$$

$$R_{Л \text{ дальний}} = r_{уд} \cdot L, \quad (45)$$

$$R_{Л \text{ дальний}} = 1,91 \cdot 0,18 = 0,343 \text{ Ом},$$

$$X_{Л \text{ ближний}} = 0,01 \cdot 0,06 = 0,006 \text{ Ом},$$

$$R_{Л \text{ ближний}} = 1,91 \cdot 0,06 = 0,114 \text{ Ом},$$

где $r_{уд}$, $x_{уд}$ - удельное активное и реактивное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка, км.

Сопротивление трансформатора ТМ-63: $R_T = 0,059$, $X_T = 0,116$ Ом.

Найти ток 3-ф короткого замыкания на стороне 0,4 кВ ТП 5-13 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T)^2 + (X_T + x_C)^2}}; \quad (46)$$

$$I_{\text{ПО К-1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,059)^2 + (0,0021 + 0,116)^2}} = 1,75 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ПО К-2}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T + R_{\text{Л ближний}})^2 + (X_T + x_C + X_{\text{Л ближний}})^2}};$$

$$I_{\text{ПО К-2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,059 + 0,114)^2 + (0,0021 + 0,116 + 0,006)^2}} = 0,9 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ПО К-3}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T + R_{\text{Л дальний}})^2 + (X_T + x_C + X_{\text{Л дальний}})^2}};$$

$$I_{\text{ПО К-3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,059 + 0,344)^2 + (0,0021 + 0,116 + 0,018)^2}} = 0,5 \text{ кА}.$$

Найти коэффициент затухания тока короткого замыкания на стороне 0,4 кВ ТП 5-13 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}, \quad (47)$$

$$T_{K-1} = \frac{(0,0021 + 0,116)}{0,059 \cdot 314} = 0,006 \text{ с},$$

$$T_{K-2} = \frac{(0,0021 + 0,116 + 0,006)}{(0,059 + 0,114) \cdot 314} = 0,0001 \text{ с},$$

$$T_{K-3} = \frac{(0,0021 + 0,116 + 0,018)}{(0,059 + 0,344) \cdot 314} = 0,0001 \text{ с}.$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{K-1}}}, \quad (48)$$

$$K_{y\partial K-1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,006}} = 1,21, .$$

$$K_{y\partial K-2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0001}} = 1,$$

$$K_{y\partial K-3} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0001}} = 1.$$

Найти ударный ток короткого замыкания на стороне 0,4 кВ ТП 5-13 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}, \quad (49)$$

$$i_{y\partial K-1} = 1,21 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,75 = 2,99 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial K-2} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,9 = 1,3 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial K-3} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,5 = 0,7 \text{ кА}.$$

Найти ток 1-ф короткого замыкания на стороне 0,4 кВ ТП 5-13 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{\text{ПО } K-1}^{(1)} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (50)$$

$$I_{\text{ПО } K-1}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,059 + 0,059 + 0,059)^2 + (0,118 + 0,118 + 0,118)^2}} = 0,59 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ПО } K-2}^{(1)} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2 + Z_{\text{шины ТП}}^2}},$$

$$I_{\text{ПО } K-2}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(4 \cdot 0,114)^2 + (10 \cdot 0,006)^2 + 0,132}} = 0,39 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ПО } K-3}^{(1)} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}},$$

$$I_{\text{ПО } K-3}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(4 \cdot 0,344)^2 + (10 \cdot 0,018)^2 + 0,132}} = 0,15 \text{ кА},$$

где $R_{2\Sigma}, X_{2\Sigma}$ - сопротивления обратной последовательности, для всех имеющихся элементов равно сопротивлению прямой последовательности;

$R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ - сопротивления прямой последовательности;

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ - сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю; для линий принимаются $X_{0л} = 3 - 5 \cdot X_{1л}, R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$, [9].

Все получаемые сопротивления участков сети 0,4 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 19-20, где указаны единицы измерения каждого параметра ТП и ВЛ-0,4 кВ.

Таблица 19 – Результаты расчетов сопротивлений на шинах ТП 0,4 кВ

Подстанция	$S_{ном Т}$, кВА	X_T , мОм	R_T , мОм	X_c , мОм	Z_{Σ} , мОм
5-13 ближняя	63	116	59	2,1	132,00
5-23 дальняя	63	116	59	12,5	141,40
5-18 ближняя	40	170	100	14,8	210,11
5-08 дальняя	160	52,7	16,6	23,7	78,20

Таблица 20 – Результаты расчетов сопротивлений на линиях 0,4 кВ

точка КЗ	L, км	R, Ом/км	X, Ом/км	$R_{л}$, мОм	$X_{л}$, мОм	Z_{Σ} , мОм
ТП 5-23 дальний ЭП	0,3	1,2	0,09	360,0	27,0	361,0
ТП 5-23 ближний ЭП	0,12	1,91	0,1	229,2	12,0	229,5
ТП 5-08 дальний ЭП	0,51	0,64	0,09	326,4	45,9	329,6
ТП 5-08 ближний ЭП	0,27	1,2	0,09	324,0	24,3	324,9
ТП 5-13 ближний ЭП	0,06	1,91	0,1	114,6	6,0	114,8
ТП 5-13 дальний ЭП	0,18	1,91	0,1	343,8	18,0	344,3
ТП 5-18 ближний ЭП	0,06	1,91	0,1	114,6	6,0	114,8
ТП 5-18 дальний ЭП	0,09	1,91	0,1	171,9	9,0	172,1

Все получаемые результаты расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 21-22, где указаны единицы измерения каждого параметра токов КЗ.

Таблица 21 – Результаты расчетов токов КЗ на шинах ТП 0,4 кВ

Подстанция	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(1)}$, кА	T, с	$K_{уд}$	$I_{уд}$, кА
5-13 ближняя	1,75	0,59	0,006	1,21	2,993
5-23 дальняя	1,64	0,59	0,007	1,24	2,860
5-18 ближняя	1,10	0,39	0,006	1,18	1,841
5-08 дальняя	2,96	1,39	0,015	1,51	6,295

Таблица 22 – Результаты расчетов токов КЗ на линиях 0,4 кВ

точка кз	$I^{(3)}_{по}, \text{кА}$	$I^{(1)}_{по}, \text{кА}$	T, с	$K_{уд}$	$I_{уд}, \text{кА}$
ТП 5-23 дальний ЭП	0,5	0,14	0,000	1,0	0,7
ТП 5-23 ближний ЭП	0,6	0,22	0,000	1,0	0,9
ТП 5-08 дальний ЭП	0,6	0,16	0,000	1,0	0,8
ТП 5-08 ближний ЭП	0,6	0,17	0,000	1,0	0,8
ТП 5-13 ближний ЭП	0,9	0,39	0,000	1,0	1,3
ТП 5-13 дальний ЭП	0,5	0,15	0,000	1,0	0,7
ТП 5-18 ближний ЭП	0,7	0,34	0,000	1,0	1,0
ТП 5-18 дальний ЭП	0,6	0,26	0,000	1,0	0,9

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

Выбрать автоматические выключатели АЕ-2063-100 по расчетному току на стороне 0,4 кВ ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (51)$$

$$100 \text{ A} \geq 62 \text{ A}$$

где I_p – максимальный рабочий ток;

$I_{\text{ном. расц}}$ – паспортный ток расцепителя АЕ-2063, [10].

Все получаемые результаты выбора автоматических выключателей по расчетному току на вводе ТП сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 23, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 23 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на вводе ТП

№ ТП	I_p АВТ, А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
ТП 5-23	62	100	АЕ-2063
ТП 5-06	152	160	АЕ-2063
ТП 5-08	115	160	АЕ-2063
ТП 5-19	168	250	АЕ-2063
ТП 5-05	255	400	ВА 04-36
ТП 5-13	53	63	АЕ-2063
ТП 5-10	133	160	АЕ-2063
ТП 5-11	94	100	АЕ-2063
ТП 5-18	37	63	АЕ-2063

Проверить автоматические выключатели АЕ-2063-100 по отстройке от пиковых токов на стороне 0,4 кВ ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{\text{сррасц}} \geq I_{\text{пик}} = 1,5 \cdot I_p, \quad (52)$$

$$100 \geq 1,5 \cdot 62,$$

$$100 A \geq 95 A.$$

Проверить автоматические выключатели АЕ-2063-100 по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ на стороне 0,4 кВ ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{no}^{(3)} \leq I_{отк}, \quad (53)$$

$$1,75 \text{ кА} \leq 10 \text{ кА}.$$

Проверить автоматические выключатели АЕ-2063-100 по чувствительности к токам КЗ на стороне 0,4 кВ ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{no}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{номрасц}, \quad (54)$$

$$592 \geq 1,25 \cdot 100.$$

$$592 A \geq 125 A.$$

Все получаемые результаты проверки автоматических выключателей по расчетному току на вводе ТП сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 24, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 24 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ на вводе ТП

№ ТП	По отстройке от пиковых токов		По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		По чувствительности к токам КЗ	
	$I_{\text{ср расц}}, \text{ А}$	$1,5 \cdot I_{\text{ном. расц}}, \text{ А}$	$I^{(3)}_{\text{по}}, \text{ кА}$	$I_{\text{отк}}, \text{ кА}$	$I^{(1)}_{\text{по}}, \text{ А}$	$1,25 \cdot I_{\text{ср расц}}, \text{ А}$
5-13 ближняя	378	94,5	1,75	10	592	78,75
5-23 дальняя	400	150	1,64	10	592	125
5-18 ближняя	252	94,5	1,10	10	391	78,75
5-08 дальняя	960	240	2,96	10	1395	200

Для линий 0,4 кВ расчёт ведётся аналогично.

Все получаемые результаты выбора и проверки автоматических выключателей по расчетному току на линиях 0,4 кВ ТП сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 25-26, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 25 – Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на линиях

Подстанция	$I_{\text{Р АВТ}}, \text{ А}$	$I_{\text{ном. расц}}, \text{ А}$	Марка выключателя
1	2	3	4
ТП 5-23			
ф-1	60	63	АЕ-2053
ф-2	34	63	АЕ-2063
ф-3	28	63	АЕ-2063
ТП 5-06			
ф-1	63	80	АЕ-2053
ф-2	97	100	АЕ-2053
ф-3	124	160	АЕ-2053
ф-4	57	63	АЕ-2053
ТП 5-08			
ф-1	58	63	АЕ-2063
ф-2	87	100	АЕ-2063
ф-3	66	80	АЕ-2063
ТП 5-19			
ф-1	85	100	АЕ-2053
ф-2	53	63	АЕ-2053
ф-3	41	63	АЕ-2053
ТП 5-05			
ф-1	95	100	АЕ-2063
ф-2	141	160	АЕ-2063
ТП 5-13			
ф-1	15	63	АЕ-2063
ф-2	32	63	АЕ-2053
ТП 5-10			
ф-1	50	63	АЕ-2053

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4
ф-2	99	160	АЕ-2053
ф-3	58	63	АЕ-2053
ф-4	83	100	АЕ-2053
ТП 5-11			
ф-1	53	63	АЕ-2063
ф-2	40	63	АЕ-2053
ТП 5-18			
ф-1	42	63	АЕ-2063
ф-2	42	63	АЕ-2053

Таблица 26 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ на линиях

Подстанция	По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ		По чувствительности к токам КЗ				
	$I^{(3)}_{по}, \text{кА}$	$I_{отг}, \text{кА}$	$I^{(1)}_{по}, \text{А}$	К	$1,25 \cdot I_{ср} \text{ расц}, \text{А}$	$I_{расц}$	$I_{ср} \text{ расц}$
ТП 5-23 дальний ЭП	0,5	5,0	144	1	79	63	63
ТП 5-23 ближний ЭП	0,6	6,0	217	2	158	63	126
ТП 5-08 дальний ЭП	0,6	5,0	158	1	79	63	63
ТП 5-08 ближний ЭП	0,6	6,0	166	1	125	100	100
ТП 5-13 ближний ЭП	0,9	9,0	389	4	315	63	252
ТП 5-13 дальний ЭП	0,5	10,0	152	1	79	63	63
ТП 5-18 ближний ЭП	0,7	9,0	344	4	315	63	252
ТП 5-18 дальний ЭП	0,6	10,0	256	2	158	63	126

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

10.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Выбрать предохранители 10 кВ ПКТ101 – 10У1 по расчетному току на стороне 10 кВ ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (55)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4 \text{ А},$$

$$I_{НОМПР} \geq I_{РАСЧ}; \quad (56)$$

$$20 \text{ А} \geq 4 \text{ А};$$

$$I_{ВСТ} \geq I_{РАСЧ}; \quad (57)$$

$$10 \text{ А} \geq 4 \text{ А}.$$

Все получаемые результаты выбора предохранителей 10 кВ ТП сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 27, где указаны единицы измерения каждого параметра предохранителей ТП.

Таблица 27 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	Количество тр-ов ТП	Номинальная мощность трансформатора(ов) ТП, кВА	$I_{РАСЧ}$, А	$I_{НОМПР}$, А	$I_{ВСТ}$, А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5	6	7
ТП 5-23	2	63	4	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 5-06	2	160	9	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 5-08	2	160	9	20	10	ПКТ101 – 10У1

1	2	3	4	5	6	7
ТП 5-19	1	160	9	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 5-05	1	250	14	20	16	ПКТ101 – 10У1
ТП 5-13	1	63	4	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 5-10	2	160	9	20	10	ПКТ102 – 10У1
ТП 5-11	1	100	6	20	10	ПКТ102 – 10У1
ТП 5-18	2	40	2	20	6	ПКТ102 – 10У1

10.2 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Проверить сечение проводов ВЛ-10 по термической стойкости к токам КЗ на стороне 10 кВ ТП 5-13 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$B_{K \text{ расч}} = I_{KЗ}^2 \cdot t_{II}, \quad (58)$$

$$B_{K \text{ расч}} = 11,12^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K \text{ ном}} = I_m^2 \cdot t_m, \quad (59)$$

$$B_{K \text{ ном}} = 4,3^2 \cdot 4 = 74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K \text{ ном}} \geq B_{K \text{ расч}} \quad (60)$$

$$74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $I_{KЗ}$ - ток 3-ф КЗ на стороне 10 кВ ТП 5-13;

I_m - ток термической стойкости провода SAХ-50, 4,3 кА;

t_{II} - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,045с), с учётом ступени селективности 0,5 с;

t_m - время термической стойкости провода SАХ-50, 4 с.

Все получаемые результаты проверки проводов ВЛ-10 по термической стойкости к токам КЗ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 28, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 28 – Проверка сечений линий 10 кВ

Линия	$I^{(3)}_{по}$, кА	$B_{к\ расч}$, кА ² ·с	$B_{к\ ном}$, кА ² ·с	$B_{к\ ном} \geq B_{к\ расч}$
5-13 ближняя	11,12	68,0	74	$74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
5-23 дальняя	1,85	7,0	74	$74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
5-18 ближняя	1,56	1,3	74	$74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
5-08 дальняя	0,97	1,0	74	$74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Анализ таблицы 37 показывает, что все провода ВЛ-10 кВ соответствуют уровню токов КЗ в реконструируемых сетях и подходят по условию термической стойкости к току КЗ.

10.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока устанавливаются в линейных ячейках КРУ ПС «Костюковка» марки ТОЛ-10.

Выбрать трансформаторы тока по номинальному напряжению возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (61)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Выбрать трансформаторы тока по номинальному току возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_H \geq I_{pmax}; \quad (62)$$

$$100 \text{ А} \geq 52 \text{ А}.$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ приводится в таблице 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	
Счетчик электроэнергии трехфазный	Меркурий 223	0.15		0.15
Ваттметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итого		1.15	0.5	1.15

Найти номинальное сопротивление вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ КРУ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (63)$$

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

где S_{2H} - мощность вторичной обмотки по паспортным данным класса точности 0,2, 12.5 ВА.

Найти сопротивление приборов вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ КРУ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (64)$$

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

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

I_2 – вторичный номинальный ток, 5 А.

Найти сопротивление проводников вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ КРУ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (65)$$

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

где ρ – удельным сопротивлением на единицу сечения проводов АКРВГ (1x4), 0,0283 Ом·м/мм²;

l – протяженность проводников вторичной обмотки, 5 м;

q – сечение проводов АКРВГ (1x4), 4 мм².

Найти расчётное сопротивление вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ КРУ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}, \quad (66)$$

$$Z_2 = 0.1 + 0.035 + 0.046 = 0.181 \text{ Ом},$$

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

Делается допущение о том, что индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.

Проверить трансформаторы тока по вторичной нагрузке возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$Z_2 \leq Z_{2H}, \quad (67)$$

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

Проверить трансформаторы тока 10 кВ по термической стойкости к токам КЗ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$B_K = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + \Delta t), \quad (68)$$

$$B_K = 11,12^2 \cdot (0,055 + 0,5) = 68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{K_{ном}} = I_m^2 \cdot t_m, \quad (69)$$

$$B_{K_{ном}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K_{ном}} \geq B_K, \quad (70)$$

$$300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $I_{n.o}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах ТП 5-13;

$t_{отк}$ - время отключения выключателя на шинах ЦП, для выключателя
 $0,045\text{с} + 0,01\text{с} = 0,055\text{с};$

Δt - время селективности защиты 0,5 с;

I_m - ток термической стойкости ТОЛ-10, 10 кА;

t_m - время термической стойкости ТОЛ-10, 3 с.

Проверить трансформаторы тока 10 кВ по динамической стойкости к токам КЗ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}; \quad (71)$$

$$25 \text{ кА} \geq 21,9 \text{ кА}.$$

Все получаемые результаты выбора и проверки трансформаторов тока 10 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 30, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 30– Выбор и проверка трансформатора тока 10 кВ для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{н}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 52 \text{ А}$	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2\text{н}} = 0,5 \text{ Ом}$	$Z_{\text{нр}} = 0,181 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{н}} \geq Z_2$
$B_{\text{кном}} = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{кном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 21,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

10.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в измерительных ячейках КРУ ПС «Костюковка» марки НАМИ-10.

Выбрать трансформаторы напряжения по номинальному напряжению возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ приводится в таблице 31.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик электроэнергии	Меркурий 223	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Итого	-	-	-	-	-	14,5	23

Найти расчётное сопротивление вторичной обмотки трансформаторов напряжения 10 кВ КРУ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2}, \quad (72)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(25 \cdot 0,38 + 3 \cdot 1 + 2 \cdot 1)^2 + (25 \cdot 0,925 + 3 \cdot 0 + 2 \cdot 0)^2} = 27 \text{ ВА.}$$

Проверить трансформаторы напряжения по вторичной нагрузке возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (73)$$

$$27 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА.}$$

Все получаемые результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения 10 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 32, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 32 – Выбор и проверка трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора и проверки
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $S_{2\Sigma} = 27 \text{ ВА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$U_{уст} \leq U_{ном};$ $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

10.5 Выбор выключателей нагрузки

Выключатели нагрузки устанавливаются на стороне ВН ТП 10/0,4 кВ в реконструируемых сетях 10 кВ марки ВМП - 10/400.

Выбрать выключатели нагрузки для ТП 5-13 по номинальному напряжению возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Выбрать выключатели нагрузки 10 кВ для ТП 5-13 по номинальному току возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_H \geq I_{pmax};$$

$$400 \text{ А} \geq 4 \text{ А}.$$

Проверить выключатели нагрузки 10 кВ для ТП 5-13 по термической стойкости к токам КЗ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$B_K = I_{н.о.ТП}^2 \cdot (t_{отк} + \Delta t),$$

$$B_K = 11,12^2 \cdot (0,1 + 0,5) = 74,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = I_m^2 \cdot t_m ;$$

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

$$B_{\text{Кном}} \geq B_{\text{К}}$$

$$400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 74,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $I_{н.о}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ТП 5-13;

$t_{отк}$ - время отключения выключателя нагрузки, 0,1 с;

Δt - время селективности защиты 0,5 с;

I_m - ток термической стойкости ВНП - 10/400, 10 кА;

t_m - время термической стойкости ВНП - 10/400, 4 с.

Проверить выключатели нагрузки 10 кВ для ТП 5-13 по динамической стойкости к токам КЗ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

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

$$25 \text{ кА} \geq 21,9 \text{ кА}.$$

Все получаемые результаты выбора и проверки выключателя нагрузки 10 кВ для ТП 5-13 сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 33, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 33– Выбор и проверка выключателей нагрузки ТП 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверка
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{н}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} \text{ ТП 5-13} = 4 \text{ А}$	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{рmax}}$
$B_{\text{Кном}} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 74,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{Кном}} \geq B_{\text{К}}$
$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 21,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Все получаемые результаты выбора и проверки выключателей нагрузки 10 кВ для остальных ТП сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 34, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 34 - Выбор и проверка выключателей нагрузки

№ ТП	$I_{P \text{ ТП}}, \text{ А}$	$I_{Н}, \text{ А}$	$V_{кр}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{кн}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	$I_{дин}, \text{ кА}$
ТП 5-23	4	400	8,9	400	2,62	25
ТП 5-06	9	400	136,2	400	21,92	25
ТП 5-08	9	400	2,0	400	1,38	25
ТП 5-19	9	400	259,9	400	21,92	25
ТП 5-05	14	400	198,0	400	21,92	25
ТП 5-13	4	400	74,3	400	21,92	25
ТП 5-10	9	400	3,9	400	2,21	25
ТП 5-11	6	400	2,7	400	2,21	25
ТП 5-18	2	400	1,5	400	2,21	25

10.6 Выбор выключателей 10 кВ

Вакуумные выключатели 10 кВ устанавливаются в линейных ячейках КРУ ПС «Костюковка» марки ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2.

Выбрать выключатели 10 кВ по номинальному напряжению возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Выбрать выключатели 10 кВ по номинальному току возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{Н} \geq I_{рmax};$$

$$630 \text{ А} \geq 31 \text{ А}.$$

Выбрать выключатели 10 кВ по отключающей способности возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

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

$$11,12 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}.$$

Проверить выключатели 10 кВ для линейных КРУ по термической стойкости к токам КЗ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$B_K = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + \Delta t),$$

$$B_K = 11,12^2 \cdot (0,05 + 0,5) = 68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

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

$$B_{\text{Кном}} \geq B_K,$$

$$1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверить выключатели 10 кВ для линейных КРУ по отключению полного тока КЗ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$\sqrt{2} \cdot I_{no.IIC}^{(3)} + i_{aiIIC} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (74)$$

$$\sqrt{2} \cdot 12,5 + 12,5 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right),$$

$$24,6 \leq 39,59 \text{ кА.}$$

где $I_{НОМ\ откл}$ – номинальный ток отключения.

Проверить выключатели 10 кВ для линейных КРУ по динамической стойкости к токам КЗ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{дин} \geq I_{уд};$$

$$32 \text{ кА} \geq 21,9 \text{ кА.}$$

Все получаемые результаты выбора и проверки выключателей 10 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 35, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 35– Выбор и проверка выключателей КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{НОМ}$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{Рмакс} = 52 \text{ А}$	$I_H \geq I_{Рмакс}$
$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 11,12 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 11,12 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$W_{КНОМ} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K = 74,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{КНОМ} \geq W_K$
$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$I_{уд} = 21,9 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

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

10.7 Выбор КРУ

Проверяем существующие на ПС «Костюковка» ячейки КРУ типа К-VI-У, [14].

Проверить КРУ 10 кВ по номинальному напряжению возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Проверить КРУ 10 кВ по номинальному току возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_H \geq I_{pmax};$$

$$630 \text{ А} \geq 31 \text{ А}.$$

Проверить КРУ 10 кВ по термической стойкости к токам КЗ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

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

$$B_K = 11,12^2 \cdot (0,05 + 0,5) = 68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

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

$$B_{\text{Кном}} \geq B_{\text{К}},$$

$$1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверить КРУ 10 кВ по динамической стойкости к токам КЗ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

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

$$32 \text{ кА} \geq 21,9 \text{ кА}.$$

Все получаемые результаты выбора и проверки КРУ 10 кВ сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 36, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 36– Проверка КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 52 \text{ А}$	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{рmax}}$
$B_{\text{Кном}} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 74,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{Кном}} \geq B_{\text{К}}$
$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 21,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

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

10.8 Выбор трансформаторных подстанций

В данной ВКР применяются комплектные (250-400 кВА) и столбовые (до 160 кВА) трансформаторные подстанции производства ООО «Сторге» г. Санкт-Петербург, [13].

СТП предназначены для эксплуатации на открытом воздухе в условиях умеренного климата. Общий вид СТП 10/0,4 кВ показан на рисунке 6.

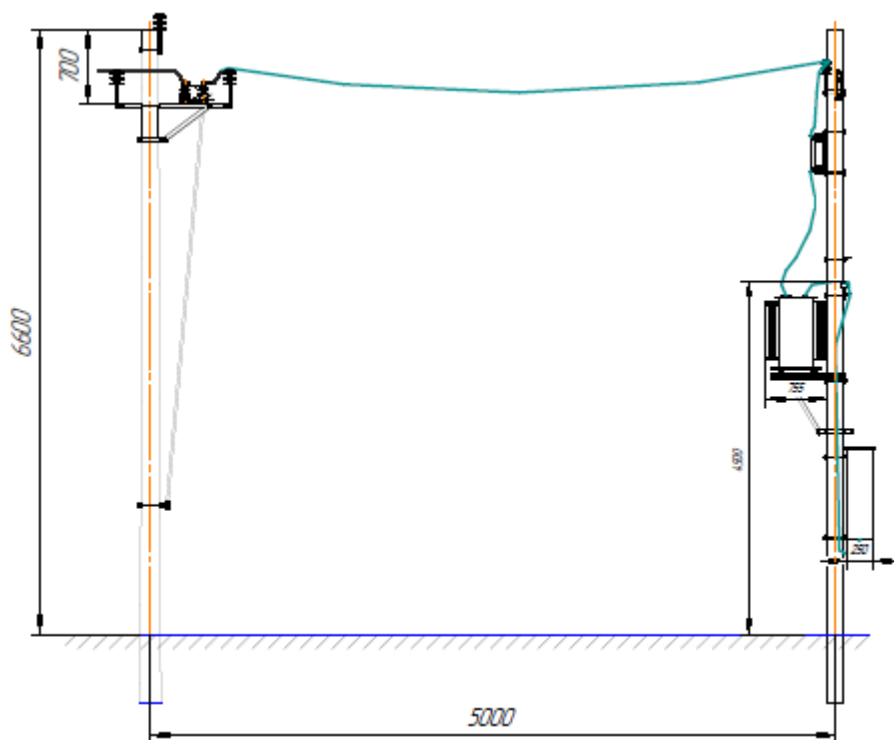


Рисунок 6 – СТП 10/0,4 кВ

11 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Найти ёмкостной ток в реконструируемой сети 10 кВ с погрешностью 10% возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_B}{350}; \quad (75)$$

$$I_c = \frac{10 \cdot 14,2}{350} = 0,406 \text{ А.}$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_B – суммарная длина ВЛ-10 кВ, км.

Проверить целесообразность компенсации ёмкостного тока в реконструируемой сети 10 кВ возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_c \leq I_{c \text{ макс}}; \quad (76)$$

$$0,406 \text{ А} \leq 20 \text{ А}$$

Так как рассчитанные значения ёмкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Выбирается серия микропроцессорных защит «Сириус». Серия содержит защиту кабельных и воздушных линий, трансформаторов мощностью до 1 МВА, синхронных двигателей, секционных и вводных выключателей [18].

12.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Найти первичный ток срабатывания токовой отсечки ВЛ-10 кВ ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (77)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 11120 = 12234 \text{ А},$$

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

$I_{к.мах}^{(3)}$ – значение тока 3-ф КЗ в начале основной зоны защиты, кА.

Найти коэффициент трансформации токовой отсечки ВЛ-10 кВ ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$n_T = \frac{I_{Tперв}}{I_{Tвтор}}, \quad (78)$$

$$n_T = \frac{100}{5}.$$

Найти коэффициент чувствительности токовой отсечки ВЛ-10 кВ ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 2, \quad (79)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1610}{12234} = 0,13 \leq 2,$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – значение тока 2-ф КЗ в конце основной зоны защиты, кА.

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени:

$$t_{\text{с.з.ТО}} \approx 0,5 \text{ с.}$$

Найти вторичный ток срабатывания токовой отсечки ВЛ-10 кВ ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{T}}}, \quad (80)$$

$$I_{\text{с.р.}} = 1 \cdot \frac{12234}{20} = 612 \text{ А.}$$

Все получаемые результаты расчёта токовой отсечки в реконструируемых сетях 10 кВ села Костюковка сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 37, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 37 – Расчёт токовой отсечки в реконструируемых сетях 10 кВ села Костюковка

Линия	$I_{(3)\text{по}}, \text{ А}$	$I_{(2)\text{по}}, \text{ А}$	$I_{\text{р}}, \text{ А}$	$I_{\text{Н ТТ}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.з.}}, \text{ кА}$	n_{T}	$I_{\text{с.р.}}, \text{ А}$	$K_{\text{ч}}$
ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-23	11,12	1,61	31	100	12,234	20	612	0,13
ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 - ТП 5-08	1,56	0,85	25	100	1,719	20	86	0,49

12.2 Максимальная токовая защита линий

Найти первичный ток срабатывания МТЗ ВЛ-10 кВ ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{с.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{с.з.} / k_в, \quad (81)$$

$$I_{с.з.} = 245 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 284.$$

где k_H – коэффициент надежности, 1,1;

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

$k_в$ – коэффициент возврата, 0,95;

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

Найти вторичный ток срабатывания МТЗ ВЛ-10 кВ ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (82)$$

$$I_{с.р.} = 284 \cdot 1 / (100/5) = 14.$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, 1.

Найти коэффициент чувствительности МТЗ ВЛ-10 кВ ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$K_{\chi} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5. \quad (83)$$

$$K_{\chi} = \frac{12234}{284} = 5,7 \geq 1,5.$$

Найти выдержку времени МТЗ ВЛ-10 кВ ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$t_{с.з.МТЗ} = t_{р.з.} + \Delta t + t_{ОТСЕЧКИ.}, \quad (84)$$

$$t_{с.з.МТЗ} = 0,025 + 0,5 + 0,5 = 1,025,$$

где $t_{ОТСЕЧКИ.}$ – время срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени.

Все получаемые результаты расчёта МТЗ в реконструируемых сетях 10 кВ села Костюковка сводятся по признаку очередности их нахождения в таблице 38, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 38 – Расчёт МТЗ в реконструируемых сетях 10 кВ села Костюковка

Линия	$I_{(2)по}, \text{кА}$	$I_p, \text{А}$	$I_{Н ТТ}, \text{А}$	$I_{с.з.}, \text{кА}$	$I_{с.р.}, \text{А}$	$K_{ч}$
ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-23	1,61	31	100	0,284	14	5,7
ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 - ТП 5-08	0,85	25	100	0,284	14	3,0

12.3 Устройства автоматического включения резерва

Найти напряжение срабатывания АВР «Сириус-АВР» на ПС «Костюковка» возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{НОМ}, \quad (85)$$

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Найти выдержку времени АВР «Сириус-АВР» на ПС «Костюковка» возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$t_{c.з.АВР} = t_{c.з.} + \Delta t + t_{c.з.МТЗ}, \quad (86)$$

$$t_{c.з.АВР} = 0,025 + 0,5 + 1,025 = 1,55 \text{ с},$$

12.4 Защита от однофазных замыканий на землю

Найти ток замыкания на землю МТЗ ВЛ-10 кВ ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{U_H \cdot L_B}{350}; \quad (87)$$

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{10 \cdot 4,2}{350} = 0,12 \text{ А}.$$

Найти ток через ТТП защиты от замыкания на землю ВЛ-10 кВ ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{\text{ТП.повр.л}} = I_c - I_{\text{повр.л}}, \quad (88)$$

$$I_{\text{ТП.повр.л}} = 0,406 - 0,12 = 0,286.$$

Найти ток срабатывания защиты от замыкания на землю ВЛ-10 кВ ПС-ТП 5-13 - ТП 5-23 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{c.з.} = I_{\text{ТП.повр.л}} / k_{ч}, \quad (89)$$

$$I_{c.з.} = 0,286 / 1,5 = 0,19.$$

Все получаемые результаты расчёта защиты от замыкания на землю в реконструируемых сетях 10 кВ села Костюковка сводятся по признаку очередности их нахождения в таблицу 39, где указаны единицы измерения каждого параметра.

Таблица 39 – Расчёт защиты от замыкания на землю в реконструируемых сетях 10 кВ села Костюковка

Линия	$L_{вл}$, км	$I_{повр.л}$, А	$I_{ТНП.повр.л}$, А	$I_{с.з}$, А
ТП 5-13 - ТП 5-06 - ТП 5-05 - ТП 5-19 - ТП 5-23	4,2	0,120	0,286	0,19
ТП 5-18 - ТП 5-11 - ТП 5-10 - ТП 5-08	8,1	0,231	0,174	0,12

12.5 Защита понижающих трансформаторов ТП

Выбираются блоки защит БМРЗ-158-ТР-01 для обеспечения защиты трансформаторов 10/0,4 кВ 160 кВА на ТП-5-06.

Найти ток срабатывания токовой отсечки трансформаторов 10/0,4 кВ 160 кВА на ТП-5-06 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{с.о} \leq k_n \cdot I_{к.макс}^{(3)}, \quad (90)$$

$$I_{с.о} \leq 1,3 \cdot 11,12 = 14,46 \text{ кА},$$

где $I_{к.макс}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ за трансформатором, приведенное к стороне высшего напряжения;

k_n - коэффициент надежности, 1,3.

Найти ток срабатывания терминалов токовой отсечки трансформаторов 10/0,4 кВ 160 кВА на ТП-5-06 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{cp.p} = I_{c.з} \cdot \frac{k_{cx}}{n_m}, \quad (91)$$

$$I_{cp.p} = 14460 \cdot \frac{1}{20/5} = 144 \text{ A},$$

где k_{cx} - коэффициент схемы, 1;

n_m - коэффициент трансформации трансформаторов тока, 20/5.

Найти коэффициент чувствительности токовой отсечки трансформаторов 10/0,4 кВ 160 кВА на ТП-5-06 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$k_q \geq k'_q \cdot \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{c.з}}, \quad (92)$$

$$k_q \geq 2 \cdot \frac{9680}{14460} = 1,34,$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ в минимальном режиме;

k'_q - коэффициент, учитывающий расчетный вид и место КЗ, 2.

Чувствительность токовой отсечки достаточная, что позволяет комплексу защиты своевременно реагировать на короткие замыкания.

Найти время срабатывания токовой отсечки трансформаторов 10/0,4 кВ 160 кВА на ТП-5-06 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

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

$$t_{отсечки} = 0,1 + 0 = 0,1 \text{ с.}$$

Найти ток срабатывания максимальной токовой защиты трансформаторов 10/0,4 кВ 160 кВА на ТП-5-06 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{c.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (94)$$

$$I_{c.з.} = \frac{1.25 \cdot 2}{0.8} \cdot 13 = 41 \text{ А},$$

где $I_{раб.макс}$ - номинальный ток стороны ВН;

K_n - коэффициент надежности, 1,25;

$K_{сам}$ - коэффициент самозапуска, 2;

K_B - коэффициент возврата, 0,8.

Найти коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты трансформаторов 10/0,4 кВ 160 кВА на ТП-5-06 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$K_{\chi} = \frac{I_{K3}^{(3)} \cdot 0.87}{I_{c.з.} \cdot K_T} \geq 1.5, \quad (95)$$

$$K_{\chi} = \frac{9680}{41 \cdot 25} = 9,5 \geq 1.5,$$

Чувствительность максимальной токовой защиты достаточная.

Найти время срабатывания максимальной токовой защиты трансформаторов 10/0,4 кВ 160 кВА на ТП-5-06 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$t_{c.з.МТЗ} = t_{p.з.} + \Delta t + t_{ОТСЕЧКИ}, \quad (96)$$

$$t_{c.з.МТЗ} = 0,1 + 0,5 + 0,1 = 0,7,$$

где $t_{ОТСЕЧКИ}$ – время срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени.

Найти ток срабатывания терминалов максимальной токовой защиты трансформаторов 10/0,4 кВ 160 кВА на ТП-5-06 возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$I_{c.p.} = K_{cx} \cdot \frac{I_{c.з.}}{n_{ТА}}, \quad (97)$$

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 41}{20/5} = 0,7 \text{ A}.$$

13 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ТП

Рассчитаем заземляющее устройство ТП 5-06. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Найти стационарное сопротивление одного электрода, расположенного в грунте вертикально, возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (98)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{50}{\pi \cdot 2 \cdot 1,5} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 1,5 \cdot (2 \cdot 0,3 + 1,5)}{0,03 \cdot (4 \cdot 0,3 + 1,5)} \right] = 27 \text{ Ом},$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, по [21] для почвы 50 Ом·м;

d - диаметр электродов, м.

Найти стационарное сопротивление одного электрода, расположенного в грунте горизонтально, возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (99)$$

$$R_{ЭГ} = \frac{50}{\pi \cdot 8} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 8}{\sqrt{2 \cdot 0,03 \cdot 0,3}} \right] = 4 \text{ Ом},$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

Найти стационарное сопротивление заземлителя возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$R_{cm} = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (100)$$

$$R_{cm} = \frac{27 \cdot 4}{0,75 \cdot (2 \cdot 4 + 2 \cdot 27)} = 2,6 \text{ Ом},$$

где η - коэффициент использования, 0,75;

n_B - число вертикальных электродов;

n_G - число горизонтальных электродов;

Проверить соблюдение условия по электробезопасности возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$R_{cm} \leq R_{cm\text{дон}}; \quad (101)$$

$$2,6 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}.$$

Найти импульсное сопротивление одного электрода, расположенного в грунте вертикально, возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (102)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 27}{0,75 \cdot 2} = 18,$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Найти удельную индуктивность одного электрода, расположенного в грунте горизонтально, возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (103)$$

$$L_O = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{8}{0,015} - 0,31 \right) = 1,19 \text{ мкГн/м.}$$

Найти импульсный коэффициент одного электрода, расположенного в грунте горизонтально, возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_O \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{ЭГ}}, \quad (104)$$

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{1,19 \cdot 8}{3 \cdot 2 \cdot 4} = 1,36,$$

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

Найти импульсное сопротивление одного электрода, расположенного в грунте горизонтально, возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$R_{uГ} = \alpha_u \cdot R_{ЭГ}, \quad (105)$$

$$R_{uГ} = 1,36 \cdot 4 = 6 \text{ Ом.}$$

Найти импульсное сопротивление заземлителя возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$R_u = \frac{R_{uГ} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{uГ} + n_G \cdot R_{uB})}, \quad (106)$$

$$R_u = \frac{18 \cdot 6}{0,75 \cdot (2 \cdot 6 + 2 \cdot 18)} = 3 \text{ Ом.}$$

Проверить соблюдение условия по молниезащищенности возможно используя имеющиеся справочные данные, при этом подставив их в расчётную формулу, приведенную в [10]:

$$R_u \leq R_{u\text{дон}}; \quad (107)$$

$$3 \text{ Ом} \leq 9 \text{ Ом.}$$

Вертикальные электроды количеством 2 шт, длиной 1,5 м, диаметром 30 мм закладываем на глубину 0,3 м, соединяем между собой электродами того же диаметра.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Выполнение работ в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села Костюковка связано с монтажом проводов ВЛ и оборудования ТП. Необходимо указать требуемые меры безопасности при реконструкции ВЛ [26].

Экологичность в данной работе определяется в части расчёта площади земель, отводимых в постоянное и временное пользование [28].

Чрезвычайная ситуация, выбранная для рассмотрения в данной работе – пожар при реконструкции ВЛ, поэтому для такого случая приводятся меры пожарной безопасности для предотвращения пожара в электроустановках.

14.1 Безопасность

В связи с тем, что среди проводимых работ по реконструкции присутствуют работы, при которых осуществляется соединение проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов, приводятся меры безопасности при подготовке к таким работам и во время проведения таких работ [26].

Подготовка к работам по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов состоит в выполнении определенного порядка действий работниками, получившими задание на проведение таких работ. В том числе, для проведения работ по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры требуется наличие оформленного наряда-допуска, либо оформленного задания от руководителя работ.

Перед выполнением работ по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов требуется выполнить проверку комплектности специальной одежды, средств индивидуальной защиты, инструментов и оборудования, задействованного в работе. Ручной инструмент проверяется на наличие трещин и других повреждений, препятствующих безопасному ведению работ. Износ инструмента и приспособлений не должен превышать установленные нормы, в связи с чем инструмент должен иметь исправные рабочие поверхности, не затрудняющие соблюдение правил безопасного ведения работ по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры.

Руководителю работ работниками из числа задействованных на данном участке электрической сети 0,4-10 кВ села Костюковка, предъявляются удостоверения по проверке знаний и безопасных методов работ по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов.

Проверка исправности оснастки и оборудования проводится работниками на рабочем месте перед выполнением работ по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ села Костюковка [26].

Перед выполнением работ по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ села Костюковка работниками проводится проверка наличия средств пожаротушения, их достаточности. К таким средствам можно отнести огнетушители, песок, лопаты, воду, емкости для тушения. Наличие и достаточность аптечек первой помощи также проверяется.

Осмотр и подготовка рабочего места должны включать в себя работы по удалению загромождающих рабочее место предметов, различного мусора, при работах на открытом воздухе удаляются в том числе снежные наносы, мусор, наледи, при работах внутри помещений освобождаются проходы и проезды [26].

Для обеспечения достаточного освещения рабочего места, равномерности такого освещения для рабочего места проводится осмотр рабочего места. Кроме того, осмотр рабочего места включает в себя удаление из рабочей зоны посторонних предметов. Для снижения травматизма при работах внутри помещений проверяется состояние полов, наличие жидкости на полу, масел, любых опасных предметов в зоне досягаемости на рабочем месте. Для снижения травматизма при работах вне помещений на открытом воздухе проверяется состояние почвенного слоя или покрытие поверхности земли в рабочей зоне. В случаях наличия травмирующих и потенциально опасных факторов принимаются меры для исключения такого воздействия [26].

Работниками, задействованными при проведении работ по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ села Костюковка, перед началом работы осуществляется проверка очередности выполнения операций в соответствии с поставленными рабочими задачами.

Перед выполнением работ по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ проводится контроль отсутствия посторонних лиц в рабочей области на рабочем месте и удаления посторонних лиц на безопасное расстояние от рабочей зоны.

В целях безопасности проверяется наличие предупреждающих и предписывающих плакатов, используемых при работах по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ села Костюковка.

Во время работ по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ села Костюковка не допускается расширять своё рабочее место, выполнять не подтверждаемые поручения руководителем работ.

Работники, выполняющие соединение проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ села Костюковка не должны приступать к работе до тех пор, пока не убедятся в отсутствии на рабочем месте опасных факторов и риска получения травм и увечий. Руководства по эксплуатации, инструкции по работе с оборудованием и механизмами, задействованными в процессе соединения проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ села Костюковка должны быть изучены до выполнения соответствующих работ. Работникам, выполняющим соединение проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ, запрещено приступать к работам с оборудованием и механизмами без ознакомления с руководством по эксплуатации тех или иных механизмов или оборудования.

Во время совместных с другими работниками работ по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ села Костюковка работники должны согласовывать свои действия с другими работниками.

Работы на концевой опоре должны выполняться после инструктажа местным оперативным персоналом бригады работников, планирующих своё рабочее место на концевой опоре. Если местный оперативный персонал отсутствует, то производитель работ бригады может самостоятельно определить концевую опору и пройти к ней.

Работа в здании ЗРУ ТП 10/0,4 кВ, крышах ТП 10/0,4 кВ села Костюковка осуществляется в случае допуска допускающим из числа оперативного персонала по обслуживанию РУ с оформлением наряда-допуска и проведением целевого инструктажа на рабочем месте [26].

Работники, выполняющие соединение проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ не должны приступать к работе до тех пор, пока не будет проведен целевой инструктаж и не будет оформлен наряд-допуск на данные работы. Все целевые инструктажи для работников оформляются записью в соответствующих журналах учёта.

При возникновении аварийных ситуаций или угрозы жизни работники обязаны немедленно сообщить об этом руководителю работ.

Работники, закончившие работы по соединению проводов СИП с использованием специальной арматуры и зажимов в сети 0,4-10 кВ села Костюковка должны закрыть наряд-допуски, инструменты, приспособления, средства индивидуальной защиты проверить на исправность и убрать в соответствующие места их хранения [26].

14.2 Экологичность

В данном разделе проводится оценка экологичности при выполнении работ по реконструкции воздушных линий напряжением 0,4-10 кВ и трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ села Костюковка. Одним из показателей экологичности работы считается площадь отводимых под электрические сети в по-

стоянное и во временное пользование земель муниципалитета. Площадь отводимых земель рассчитывается по [28].

Согласно [27], «Земельные участки для размещения опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 – 1,0 кВ и опор линий связи, обслуживающих электрические сети, в постоянное пользование не предоставляются».

По формуле нахождения площади земель для размещения ТП 10/0,4 кВ изымаемых в постоянное пользование, имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{ПП} = S_{ТП1} \cdot n_{ТП1} + S_{ТП2} \cdot n_{ТП2}, \quad (108)$$

$$S_{ПП} = 50 \cdot 4 + 80 \cdot 5 = 600 \text{ м}^2,$$

где $S_{ТП1}$, $S_{ТП2}$ - площадь земли, подлежащая отводу для установки ТП в

комплектации $N_{тр}=1$ или $N_{тр}=2$, 50 и 80 м² соответственно, [27];

$n_{ТП1}$, $n_{ТП2}$ - количество ТП в комплектации $N_{тр}=1$ или $N_{тр}=2$, шт.

По формуле нахождения площади земель для размещения опор ВЛ-10 кВ изымаемых в постоянное пользование, имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{он} = A^2 + \pi \cdot \Delta^2 + 4 \cdot A \cdot \Delta, \quad (109)$$

$$S_{он} = 0,26^2 + 3,14 \cdot 1,5^2 + 4 \cdot 0,26 \cdot 1,5 = 8,72 \text{ м}^2,$$

$$S_{ПО} = S_{он} \cdot n_{ОП}, \quad (110)$$

$$S_{\text{по}} = 8,72 \cdot 203 = 1769 \text{ м}^2,$$

где $n_{\text{оп}}$ - количество опор, расположенных по трассе ВЛ 10 кВ села Костюковка, шт.

A – сторона основания опоры, для принятых опор 10 кВ 0,26 м по рисунку 7;

Δ - ширина полосы земли, расположенная вокруг внешнего контура опоры ВЛ-10 кВ села Костюковка, для земель сельскохозяйственных угодий справочная величина составляет 1,5 м по [28].

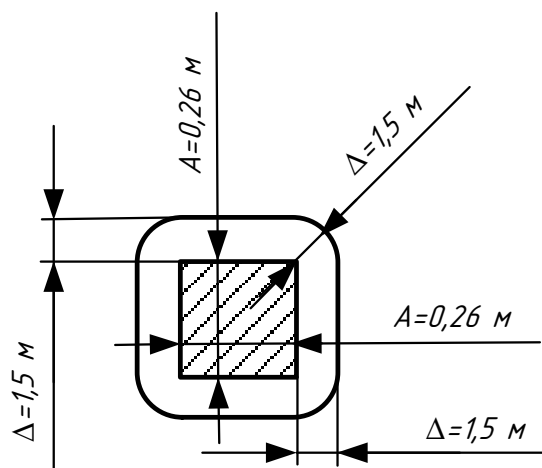


Рисунок 7 – Расположение стойки опоры 10 кВ на уровне земли

По формуле нахождения общей площади земель для размещения опор ВЛ-10 кВ и ТП 10/0,4 кВ изымаемых в постоянное пользование, имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{\text{III}} = S_{\text{ПП}} + S_{\text{по}}, \quad (111)$$

$$S_{\text{III}} = 600 + 1769 = 2369 \text{ м}^2.$$

На период проведения реконструкции ВЛ 10 кВ села Костюковка предстоит обеспечить отвод земель во временное пользование, при этом будет произведён монтаж проводов на опоры ВЛ 10 кВ и опор ВЛ 10 кВ села Костюковка [28].

По формуле нахождения площади земель для размещения проводов на ВЛ-10 кВ изымаемых во временное пользование, имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{ВЛ} = L_{ВЛ10кВ} \cdot (l_{\phi-\phi} + 4), \quad (112)$$

$$S_{ВЛ} = 14200 \cdot (1,1 + 4) = 72420 \text{ м}^2.$$

где $L_{ВЛ10кВ}$ - общая протяженность трассы при проведения реконструкции ВЛ 10 кВ села Костюковка, м;

$l_{\phi-\phi}$ - расстояние между крайними фазными проводами по рисунку 8, 1,1 м.

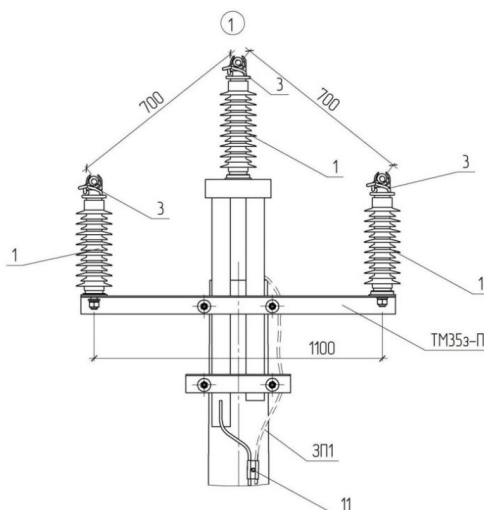


Рисунок 8 – Эскиз крепления проводов для промежуточной опоры ВЛ-10 кВ

По формуле нахождения площади земель для размещения опор ВЛ-10 кВ изымаемых во временное пользование, имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{ВМП} = n_{ОП} \cdot S_{ОП10кВ}, \quad (113)$$

$$S_{ВМП} = 203 \cdot 150 = 30450 \text{ м}^2,$$

где $S_{ОП10кВ}$ - нормативная площадь изъятия земель во временное пользование для монтажа одной опоры ВЛ 10 кВ, [27], м².

По формуле нахождения общей площади земель для размещения проводов и опор ВЛ-10 кВ изымаемых во временное пользование, имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$S_{ВП} = S_{ВМП} + S_{ВЛ}, \quad (114)$$

$$S_{ВП} = 72420 + 30450 = 102870 \text{ м}^2.$$

После проведенных расчётов площади отводимых земель получены следующие показатели экологичности проекта по реконструкции сетей 10 кВ села Костюковка: площадь отвода земель в постоянное пользование составляет 2369 м², площадь отвода земель во временное пользование составляет 102870 м².

14.3 Чрезвычайные ситуации

Для соблюдения пожарной безопасности в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села Костюковка ответственным специалистом по пожарной безопасности выполняется осмотр объектов, оборудования и сооружений в целях контроля за соблюдением требований пожарной безопасности и пресечения их нарушений [29].

По мере необходимости должны быть организованы целевые проверки пожарной безопасности с целью контроля уровня пожарной безопасности отдельных зданий, сооружений, оборудования, участков, систем противопожарной защиты и т.п.

В системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села Костюковка осуществляется постоянный надзор за состоянием пожарной безопасности оборудования, зданий и сооружений и соблюдением персоналом действующих норм и правил при эксплуатационно-ремонтной деятельности. Для того, чтобы успешно выявлять наиболее уязвимые места в работе оборудования и нарушения противопожарного режима на объектах составляются план-графики проверок [30].

Следующим этапом соблюдения противопожарной безопасности в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села Костюковка является разработка совместно с руководством предприятия электрических сетей мер, направленных на устранение и предупреждение отклонений от правил пожарной безопасности.

Повышение пожарной безопасности в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села Костюковка достигается путём периодизации надзора по пожарной безопасности.

Ответственный специалист выполняет проверку пожарной безопасности в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села Костюковка при каждом посещении подконтрольного предприятия электрических сетей, а также в процессе расследования технологических нарушений и работе в составе комиссий.

Соблюдение пожарной безопасности в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села Костюковка предусматривает выявление ответственным специалистом нарушений в организации надзора и контроля за работой обслуживаемого оборудования, обход и осмотр оборудования и рабочих мест, проверка оперативной документации.

В части проверок соответствия проекта и фактической схемы монтажа пожарной сигнализации, систем оповещения о пожаре выявленные замечания должны фиксироваться ответственным специалистом в соответствующем журнале нарушений.

В части проверок корректности и своевременности занесения информации об ошибках в работе противопожарного оборудования или ненормального его функционирования в оперативные журналы выявленные замечания должны фиксироваться ответственным специалистом.

В части проверок соответствия графиков ремонта оборудования и имеющихся средств противопожарной защиты фактическому состоянию ведомостей ремонтов выявленные замечания должны фиксироваться ответственным специалистом [31].

В части проверок соответствия графиков обходов и осмотров электротехнического оборудования и его противопожарного состояния выявленные замечания должны фиксироваться ответственным специалистом.

В части проверок соответствия графиков противопожарных тренировок и полноты их выполнения выявленные замечания должны фиксироваться ответственным специалистом.

В части проверок состояния и процесса поддержания в работоспособном состоянии систем противопожарной защиты и первичных средств пожаротушения выявленные замечания должны фиксироваться ответственным специалистом.

Ответственный специалист выполняет обход рабочих мест с целью проверки соблюдения правил пожарной безопасности с учётом особенностей контроля противопожарного режима на электросетевом предприятии.

Необходимо проверять наличие наряда-допуска у руководителя или производителя работ на предмет достаточности указанных мер пожарной безопасности в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села, степень полноты противопожарного инструктажа производителя работ, а также членов бригады [29].

Кроме того, ответственный специалист должен инспектировать подготовку рабочего места и комплексность выполнения указанных в наряде мер пожарной безопасности, наличие наблюдающего на огнеопасных работах в си-

стеме электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села, наличие удостоверений о проверке знаний и работников электросетевого комплекса.

В рамках проведения проверки в случае фиксации серьёзного нарушения правил пожарной безопасности ответственный специалист отстраняет от работы бригаду, изымает наряд-допуск, ставит в известность оперативного дежурного и руководство структурного подразделения. Далее проводится фиксация конкретных фактов нарушения правил пожарной безопасности ответственным специалистом в оперативном предписании и передача данного предписания ответственному лицу за проведение этих работ.

В рамках проведения проверки работоспособности автоматических систем обнаружения пожара в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села, ответственный специалист отслеживает показатели работы таких систем в части длительности срабатывания датчиков пожарной сигнализации, длительность реагирования системы АВР при отключении основного источника питания пожарной сигнализации с последующим переводом на резервный источник питания системы сигнализации, корректность заполнения служебной документации по автоматическим системам пожарной сигнализации.

Кроме того, ответственный специалист должен инспектировать сроки и достаточность капитальных и текущих ремонтов противопожарного оборудования в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села, частоту и периодичность замены пришедших в негодность первичных средств пожаротушения [31].

Совместные проверки противопожарного режима ответственным специалистом и сотрудниками пожарной охраны МЧС России в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села Костюковка проводятся после письменного согласования состава комиссий по проверке противопожарного режима и назначения ответственных лиц за работу комиссии.

Ответственный специалист выполняет проверку наличия противопожарных мероприятий при производстве ремонтных работ в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села, согласованности правил производства ра-

бот в части обеспечения пожарной безопасности, предписаний надзорных органов.

Ответственный специалист выполняет проверку наличия противопожарных мероприятий при завершении капитальных и средних ремонтов в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села.

В тех случаях, когда объём капитальных и средних ремонтов в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села Костюковка не выполнен или выполнен частично, ответственным специалистом проводится оценка фактического состояния пожарной безопасности в системе электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села. В случае значительного снижения пожарной безопасности принимаются корректирующие меры и информируется руководитель электро сетевого предприятия.

Ответственный специалист входит в состав комиссий по проверке знаний противопожарных мероприятий оперативного и инженерно-технического персонала системы электроснабжения напряжением 0,4-10 кВ села.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана система электроснабжения сельскохозяйственного района, включающего село Костюковка и Зиговка. Выбраны мощности трансформаторов ТП, сечения проводов ВЛ. Рассчитан уровень токов КЗ. Выбранные аппараты проверены на устойчивость к токам КЗ.

По селу Костюковка проведена замена голых проводов на СИП, так как условие допустимой потери напряжения для них соблюдается и исключается воровство электроэнергии. В сети 10 кВ также применён провод SAХ (аналог СИП-3) для повышения надёжности сети 10 кВ. Выбраны уставки релейной защиты и автоматики, выбрано время срабатывания защит. Проведена оценка грозозащищённости элементов сети 10 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Судаков, Г. В. Энергосбережение в системах электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс для спец. 140211 - Электроснабжение / Г. В. Судаков ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 376 с. - Б. ц.
- 2 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение [Текст] : учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - М. : РадиоСофт, 2012. - 328 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 326
- 3 Эксплуатация систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс для спец. 140211 - Электроснабжение / АмГУ, Эн.ф. ; сост. А. Г. Ротачева, Д. Н. Панькова. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 156 с.
- 4 Паспорт Свободненского района [Электронный ресурс] : URL: https://www.svobregion.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=1423&Itemid=165 (дата обращения: 10.04.2023).
- 5 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
- 6 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.
- 7 Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. к курсовому проектированию магист. направления подготовки 13.04.02 "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 47 с. - Б. ц.

8 Эксплуатация электрических сетей и систем электроснабжения [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. занятиям / АмГУ, Эн. ф. ; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 123 с. - Б. ц.

9 Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : сб.-учеб. метод. материалов для направления подготовки 13.03.02 "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост.: Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 182 с. Режим доступа http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9662.pdf (дата обращения: 10.04.2023).

10 Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : метод. указания к курс. проектированию для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Ю. В. Мясоедов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 100 с. Режим доступа http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7475.pdf (дата обращения: 10.04.2023).

11 Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 3-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2014. - 192 с. : рис., табл. - (Учебники для вузов. Спец. лит.). - Библиогр. : с. 154 .

12 Мясоедов, Ю. В. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 2. Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с. Режим доступа http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7366.pdf (дата обращения: 10.04.2023).

13 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на 2022-2026 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

https://www.amurobl.ru/upload/iblock/f9e/SIPR-AO-2020_2024.pdf (дата обращения: 10.02.2023).

14 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

15 Савина Н. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. – Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6056.pdf (дата обращения: 10.05.2023).

16 Савина Н. В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf (дата обращения: 10.05.2023).

17 Бочаров Ю. Н. Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. Н. Бочаров, С. М. Дудкин, В. В. Титков. - СПб. : С.-Петербург. политех. ун-т Петра Великого, 2013. - 265 с. - Б. ц. Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/43976> (дата обращения: 24.05.2023).

18 Ротачева А. Г. Проектирование устройств релейной защиты [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы студентов: учеб. пособие / А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 28 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7050.pdf (дата обращения: 24.05.2023).

19 Дьяков А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем [Текст] : учеб. пособие : доп. УМО / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко. - 2-е изд., стер. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2010. - 336 с. + 2 л. - Библиогр. : с. 325.

20 Глазырин В. Е. Расчет релейной защиты понижающих автотрансформаторов на базе микропроцессорных шкафов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В. Е. Глазырин, В. А. Давыдов, А. И. Щеглов. - Новосибирск : Новосиб. гос. технич. ун-т, 2011. - 91 с. - Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45156> (дата обращения: 24.05.2023).

21 Ротачева А. Г. Современные средства релейной защиты и автоматики [Электронный ресурс] : метод. указания по курсовому проектированию для направления 13.03.02 / А. Г. Ротачева, А. Н. Козлов, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 93 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/4322.pdf (дата обращения: 24.05.2023).

22 Постановление №227-пр/э от 25.12.2022г. Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области (Об установлении тарифа для сетевых организаций, покупающих электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии на территории Амурской области у гарантирующего поставщика ПАО ДЭК филиал Амурэнергосбыт на 2023 год.)

23 Козлов А. Н. Релейная защита и автоматика электрических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf (дата обращения: 24.05.2023).

24 Киреева Э. А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) [Текст] / Э. А. Киреева, С. Н. Шерстнев. - 2-е изд., стер. - Москва : КНОРУС, 2013. - 864 с. : табл. - Библиогр.: с. 860-862.

25 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

26 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntdru/document/499037306>

27 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

28 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

29 Правила устройства электроустановок/Министерство энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2012. – 648 с.

30 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий : Руководящий документ РД-153.-34.0-03.301-00. - М. : ЗАО Энергетические технологии, 2000. - 116 с.

31 РД 34.12.202 (И 34-00-012-84) Инструкция по организации противопожарных тренировок на энергетических предприятиях и в организациях