

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения части города Белогорск с центром питания подстанция Промышленная 35/10 кВ

Исполнитель

студент группы

(подпись, дата)

В.В. Ищенко

Руководитель

Профессор

канд.тех.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 Ищенко Владимира Владимировича 1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения части города Белогорск с центром питания подстанция Промышленная 35/10 кВ

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: количество, тип и мощность электроприёмников
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика потребителей г. Белогорск, анализ системы электроснабжения, расчёт электрических нагрузок, разработка рациональной схемы электроснабжения
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 расчётно-графических листов А1
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд. техн. наук
7. Дата выдачи задания 03.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович
профессор, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 03.04.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 125 с., 10 рисунков, 37 таблиц, 32 источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Актуальность выбранной темы выпускной квалификационной работы состоит в том, что электрические сети города Белогорск имеют большой износ и малую выдаваемую мощность ТП, в связи с чем подключить новых потребителей и, тем более обеспечить им надежное и бесперебойное питание невозможно.

Цель выпускной квалификационной работы является Реконструкция системы электроснабжения части города Белогорск с центром питания подстанция Промышленная 35/10 кВ.

Научная новизна состоит в том, что результаты теоретического обзора по системе электроснабжения были применены к актуальному состоянию г. Белогорск на современном этапе развития национальной экономики, что позволило сделать выводы и определить пути совершенствования системы электроснабжения города.

Практическая значимость работы состоит в возможности внедрения результатов исследования в деятельность города Белогорск в целях подготовки и реализации мер, направленных на совершенствование системы электроснабжения города.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничители перенапряжений;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ЭС – электрические сети.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Характеристика города Белогорск	11
1.1. Краткое описание города Белогорск	11
1.2. Климатическая характеристика и территориальные особенности города Белогорска	12
1.3. Характеристика и анализ потребителей электроэнергии в городе Белогорск	13
2 Анализ существующей системы электроснабжения города Белогорск	16
2.1. Источники питания и их анализ	16
2.2. Характеристика схемы электроснабжения города Белогорск и её анализ	16
2.3. Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП	17
2.4. Целесообразность реконструкции системы электроснабжения города Белогорск	22
3 Расчет электрических нагрузок	23
3.1. Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников в городе Белогорск	23
3.2. Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников	28
4 Реконструкция системы низковольтного электроснабжения	29
4.1. Выбор количества линий и трасс их прохождения	29
4.2. Определение расчетных мощностей на участках линий	29
4.3. Выбор площади сечений и количества линий	32
4.4. Расчет наружного освещения	38
5 Выбор трансформаторных подстанций	40
5.1. Оценка целесообразности компенсации реактивной мощности	40

5.2 Расчет электрических нагрузок трансформаторных подстанций	41
5.3 Выбор схемы и конструкции трансформаторных подстанций	42
6 Разработка вариантов реконструкции системы внутреннего электроснабжения города Белогорск и выбор оптимального варианта конфигурации сети	46
6.1 Выбор схемы конфигурации сети	46
6.2 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	48
6.3 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ	50
6.4 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ	53
6.5 Выбор оптимального варианта проектирования электрической сети	54
7 Расчёт токов короткого замыкания	58
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	59
7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	65
8 Выбор и проверка электрических аппаратов	71
8.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов	71
8.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ	73
8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	76
9 Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС 35/10 кВ	79
Промышленная	
9.1 Выбор выключателей 10 кВ	79
9.2 Проверка целесообразности выбора выключателей на стороне 35 кВ	81
9.3 Выбор трансформаторов тока	83
9.4 Выбор трансформаторов напряжения	85
9.5 Выбор и проверка ОПН	86
10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА	89

10.1	Выбор и проверка заземления на подстанции Промышленная	89
10.2	Проверка молниезащиты подстанции	94
11	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА	96
11.1	Защита линий 10 кВ	96
11.2	Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ	99
11.3	Релейная защита и автоматика силового трансформатора 35/10 кВ	100
11.4	Основная защита трансформатора 35/10 кВ	101
12	БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	103
12.1	Безопасность	103
12.1.1	Безопасность работников при строительстве линий электропередач	103
12.1.2	Безопасность работников при испытаниях	104
12.1.3	Безопасность работников при вводе в эксплуатацию ТП	105
12.1.4	Безопасность работников при реконструкции сети	108
12.2	Экологичность	109
12.2.1	Влияние ПС на атмосферу	109
12.2.2	Влияние ПС на почву и гидросферу	110
12.2.3	Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом	110
12.2.4	Расчет шумового воздействия трансформатора	113
12.3	Чрезвычайные ситуации	116
12.3.1.	Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре	116
12.3.2.	Требования пожарной безопасности к электроустановкам.	118

12.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения	119
Заключение	121
Библиографический список	122

ВВЕДЕНИЕ

Состояние схемы внутреннего электроснабжения посёлков и даже некоторых городов не отвечает современным требованиям Федерального закона № 35 от 26.03.2003 и не обеспечивает должного качества электрической энергии. Основным показателем технического состояния электрических сетей может служить их возрастная структура и не для кого не секрет, что большая часть воздушных линий электропередачи и подстанционного оборудования эксплуатируется сверх норматива и достигло аварийного срока эксплуатации.

Поэтому актуальность выбранной темы выпускной квалификационной работы состоит в том, что электрические сети города Белогорск имеют большой износ и малую выдаваемую мощность ТП, в связи с чем подключить новых потребителей и, тем более обеспечить им надежное и бесперебойное питание невозможно.

Поэтому целью выпускной квалификационной работы является Реконструкция системы электроснабжения части города Белогорск с центром питания подстанция Промышленная 35/10 кВ.

Для достижения цели выпускной квалификационной работы необходимо последовательно решить следующие задачи:

1. Провести характеристику города Белогорск
2. Провести анализ существующей системы электроснабжения района
3. Произвести расчёт электрических нагрузок
4. Разработать рациональную схему электроснабжения.

Предметом исследования в работе выступает система электроснабжения города Белогорск

Научная новизна состоит в том, что результаты теоретического обзора по системе электроснабжения были применены к актуальному состоянию г. Белогорск на современном этапе развития национальной экономики, что

позволило сделать выводы и определить пути совершенствования системы электроснабжения города.

Практическая значимость работы состоит в возможности внедрения результатов исследования в деятельность города в целях подготовки и реализации мер, направленных на совершенствование системы электроснабжения города.

Источниками информации служат справочники, специальная литература, ГОСТы, инструкции.

Для решения вышеуказанных задач используются компьютерные программы общего пользования: Microsoft Office, Microsoft Word 2007, Microsoft Visio, Microsoft Excel, Mathcad 15.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА БЕЛОГОРСК

1.1. Краткое описание города Белогорск

Белогорск - один из старейших населенных пунктов Амурской области. Город находится на левом берегу нижнего течения реки Томь (бассейна реки Зея) в 50-ти км от ее устья, в 109 км от областного центра - Благовещенска и государственной границы с КНР. Территория города занимает 118,5 кв.км. Численность постоянного населения города на 1 января 2009 года составила 68147 человек (7,9% населения Амурской области). Плотность населения — 502,9 человека на 1 кв. км. Первое поселение на месте города - село Александровское, основанное в 1860 году переселенцами из Пермской области. В 1883 году рядом с селом Александровским на протоке реки основано село Бочкаревка. В связи со строительством Амурской железной дороги в 1913 году село Бочкаревка становится узловой станцией.

В 1926 году село Александровское и станция Бочкаревка преобразованы в город Александровск. В 1931 году город был переименован в Краснопартизанск, в 1935 году - в Куйбышевку-Восточную, а в 1957 году город получил название Белогорск. Он выделился в самостоятельную административно-территориальную единицу. Но переменялось не только название, преобразился и сам город: он стал уютнее и краше. Благоустраиваются микрорайоны, кварталы, улицы, парки и скверы. Продолжается его строительство, идет реформирование жилищно-коммунального хозяйства.

Белогорск — промышленный и железнодорожный узел. Отсюда отходит ветка Транссибирской железнодорожной магистрали на Благовещенск и Байкало-Амурскую магистраль. Автомобильные дороги областного и федерального значения связывают город с населенными пунктами Амурской области, а также Якутией, Хабаровским и Приморским краями. Находясь в

центре обширной сельскохозяйственной территории, Белогорск является одним из центров по переработке сельскохозяйственного сырья. По производству пищевых продуктов он занимает второе место в области, уступая только Благовещенску.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности города Белогорска

Белогорск находится на Дальнем Востоке России, на Зейско-Буреинской равнине, в южной части Амурской области. Город стоит на левом берегу реки Томи (левый приток Зеи), в нижнем течении, в 50 км от её устья. Расстояние от Белогорска до областного центра г. Благовещенска 120 км.

Резко континентальный климат с муссонными чертами, что выражается в больших годовых (45...50°) и суточных (до 20°) колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков. Лето жаркое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Зима холодная, сухая, с маломощным снежным покровом.

В настоящей выпускной квалификационной работе все расчеты будут производиться с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий города Белогорск. В таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

Наименование	Значение
1	2
район по гололеду	III
нормативная стенка гололеда, мм	20
район по ветру	II
низшая температура воздуха, 0С	-39
среднегодовая температура воздуха, 0С	-1.1

1	2
высшая температура воздуха, 0С	26.2
число грозových часов в год	45
высота снежного покрова, см	10
глубина промерзания грунтов, м	3.4
сейсмичность района, баллы	6
Высота над уровнем моря,	289

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии в городе Белогорск

- ООО «Строительная компания «Мост-Восток»;
- ООО «Маслоэкстракционный завод «Амурский»;
- Предприятия и организации ОАО «РЖД» (Белогорская дистанция пути, эксплуатационное локомотивное депо, эксплуатационное вагонное депо. ремонтное локомотивное депо и др.);
- Районное нефтепроводное управление «Белогорск» ООО «Транснефть — Дальний Восток»;
- Завод по производству светопрозрачных конструкций компании «Мастер Билл Белогорск»;
- ОАО «Горпищекombинат», ООО «Белогорский хлеб»;
- ООО ЗЖБК «Монолит» (изготовление железобетонных изделий).

Производственный сектор экономики Белогорска представлен 50 организациями, предприятиями и их филиалами по виду деятельности «обрабатывающие производства» и 21 организациями, осуществляющими

производство и распределение электроэнергии (тепловой энергии), газа и воды.

Город располагается в наиболее освоенной части Амурской области, где административные районы имеют, в основном, сельскохозяйственную специализацию. Непосредственное соседство с ними обусловило развитие города как центра переработки сельскохозяйственного сырья.

Минерально-сырьевые ресурсы города Белогорска представлены строительными материалами (глины кирпичные) и пресными подземными водами. На южной окраине расположены два участка разведанных месторождений кирпично-черепичных глин, являющихся государственным резервом (Куйбышевское II).

В пределах города находится Белогорское месторождение пресных подземных вод.

Так как в данной работе мы будем рассматривать только часть города, то для подробного анализа рассмотрим участок города, в котором находится проблемный Ф-7 от ПС Промышленная 35/10 кВ.

В данном районе расположены следующие потребители, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Потребители электроэнергии

Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников
1	2
Коммунально – бытовые потребители	
Частные дома	752
Многоквартирные дома	68
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)	
Котельные	1

Продолжение таблицы 2

1	2
Продуктовые магазины	11
Аптека	2
Административные здания	5
Школа	1
Офис	6
Гаражи	3
Автомойка	1
Цех товаров	1
Газовая автомобильная заправочная станция	1
Здание склада	1

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

2.1 Источники питания и их анализ

Основным центром питания города Белогорск являются ПС Белогорская 220/110/35 кВ. От неё питаются такие ПС как Промышленная, Амурсельмаш, Нагорная и Коммунальная, которые обеспечивают электроснабжение всего города Белогорск.

Рассмотрим подробнее подстанцию Промышленная. ПС 35/10 кВ Промышленная является ответвительной двухтрансформаторной ПС питаемой по 2-м ВЛ и выполненной по схеме № 35-9 (Одна рабочая секционированная выключателем система шин). (рисунок 2). На данной ПС из нового оборудования по стороне 10 кВ установлены вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/1000.

2.2 Характеристика схемы электроснабжения города Белогорск и её анализ

Город Белогорск питается от следующих подстанций: Промышленная, Нагорная, Коммунальная и Амурсельмаш. В основном в Белогорске схема питания является петлевой, что подтверждает следующий (рисунок 1) с изображением города с изображенной на ней схемой линий 10 кВ.

Подробнее проанализируем фидера ПС Промышленная. Фидера № 10 и 7 являются кольцевыми. Схемы сети вышеупомянутых фидеров достаточно протяженная и разветвлённая. Кольцо, которое состоит из фидера 7, состоит из голого провода АС-50, как головного провода от ПС, остальные его части состоят из АС-35 и СИП 3 1x50. Основная нагрузка города сосредоточена в его центральной части, так как именно там сосредоточены многоквартирные жилые дома, торговые центры, магазины и основные предприятия. Проблема электроснабжения города Белогорск заключается в том, что при отключении ф-7, нагрузка распределяется между ф-3 и ф-22 от ПС Амурсельмаш, которые

не могут вытянуть всю мощность, которая ложится на них из-за чего страдает в основном III категория электроснабжения потребителей, которые вынуждены ждать завершения ремонта большое количество времени, а также необходимо уделить внимание простому износу ф-7 которому необходима реконструкция с заменой провода, так как в перспективе при дальнейшем увеличении численности населения и росте нагрузок, данный фидер не обеспечат требуемого, нормативными документами, качества и надежности электроэнергии.

2.3 Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП

В данном районе застройки устанавливались трансформаторные подстанции различной мощности в зависимости от нагрузки и данных поданных заявителями при заполнении заявок на технологическое присоединение. Конструктивно ТП выполнены как в металлическом корпусе, так и в бетонном корпусе. Перечень ТП и существующие номинальные мощности ТП представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень ТП подключенных к Ф-7 ВЛ 10 кВ ПС 35/10 кВ Промышленная

Наименование ТП	Номинальная мощность трансформаторов на ТП, кВА	Фактическая загрузка трансформаторов на ТП [38], кВА
1	2	3
120	400	374
122	160	157
125	400	368
127	160	142
135	100	76
23	2x250	482

1	2	3
41	2x250	468
42	250	238
70	2x250	467
81	250	204
82	2x400	782
92	2x400	744
96	2x400	764
99	2x630	1109

Как видно из таблицы в данном районе разброс величин мощности очень высок, что подтверждается расчётом коэффициента фактической загрузки силовых трансформаторов.

Фактическая загрузка силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$K_{з.ф.} = \frac{S_{факт}}{n \cdot S_{ном.тр.}}; \quad (1)$$

где $S_{факт}$ – фактическая загрузка трансформаторов по данным контрольных замеров, кВА;

n – количество силовых трансформаторов на ТП, шт.;

$S_{ном. тр.}$ – номинальная мощность установленного силового трансформатора, кВА.

$$K_{з. ф. (120)} = \frac{374}{400} = 0,94$$

Фактическую загрузку остальных силовых трансформаторов сведём в таблицу 4:

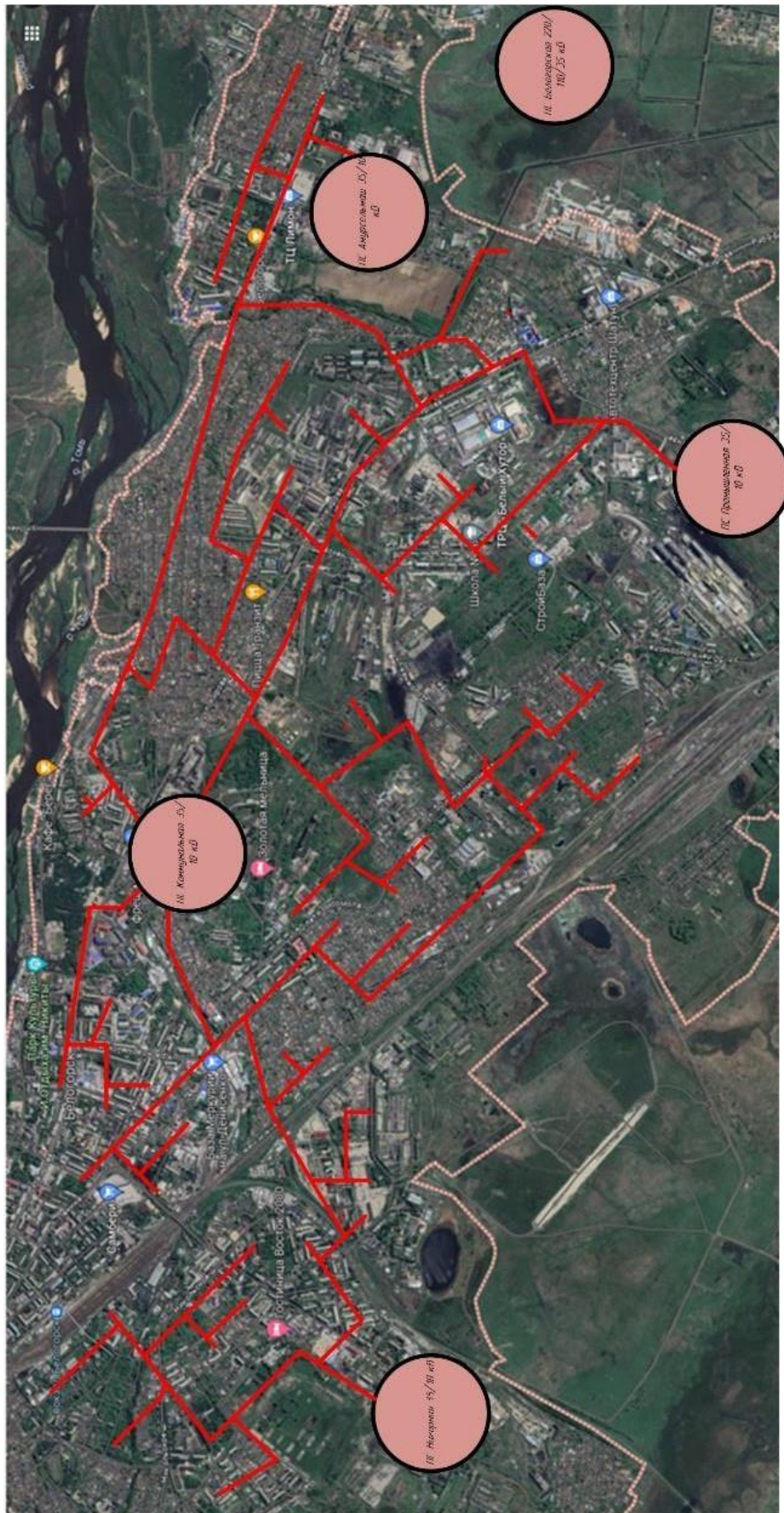


Рисунок 1 – Схема питания г. Белгород 10 кВ

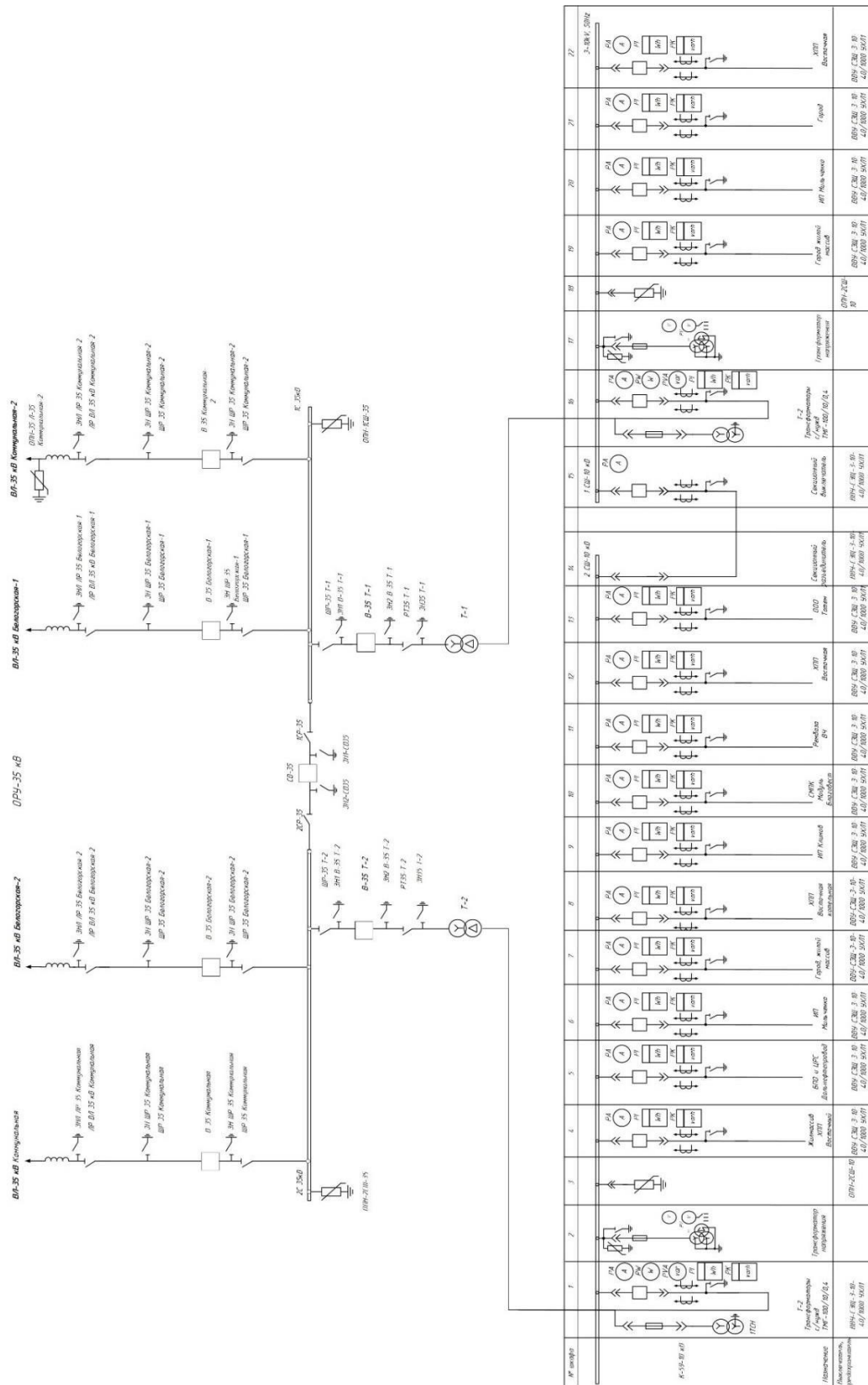


Рисунок 2 – Схема ПС 35/10 кВ ПС Промышленная

Таблица 4 – Фактическая загрузка силовых трансформаторов

Наименование	Фактическая загрузка силовых трансформаторов
	Коэффициент загрузки Кз.ф.
1	2
120	0,94
122	0,98
125	0,92
127	0,89
135	0,76
23	0,96
41	0,94
42	0,95
70	0,93
81	0,82
82	0,98
92	0,93
96	0,96
99	0,88

Полученные расчёты позволяют нам сделать вывод о том, что трансформаторы на ТП чрезмерно загружены и дальнейшее строительство новых объектов или увеличение мощности нынешних будет невозможно осуществить без увеличения мощности ТП. [38]

Зная контрольные замеры на ТП, найдём общую мощность, которая протекает по фидеру.

$$\sum S_{\text{ТП}} \text{ ф} - 7 = \sqrt{\sum P_{\text{ТП}}^2 + \sum Q_{\text{ТП}}^2} = 6\,375 \text{ кВА}$$

Теперь найдём ток:

$$I_{\text{ф}} - 7 = \frac{\sum S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = \frac{6\,375}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 350,95 \text{ А}$$

Тем самым мы подтверждаем информацию о том, что петлевой фидер 7 выполненный голым проводом АС-50 и АС-35 не пропускают существующие нагрузки, имеют большую вероятность отключения в случае дублирования другого фидера из-за срабатывания МТО и МТЗ.

2.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения города Белогорск

На основании вышесказанного, а также расчётов, которые подтверждают, что фидер 7 не способен обеспечить надёжную, бесперебойную и качественную электроэнергию потребителям. Расчёт показал так же неравномерность загрузки силовых трансформаторов на ТП, что подтверждает расчёт коэффициента фактической загрузки силовых трансформаторов. Вывод напрашивается сам собой, а именно то, что без реконструкции данного фидера, дальнейшая безопасная эксплуатация сетей, отвечающая всем требованиям нормативных документов невозможна.

3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников в городе Белогорск

Расчет электрических нагрузок села заключается в определении потребляемых мощностей тем или иным потребителем (электроприемником) при этом важно оценить какая именно нагрузка подключена к сети, то есть ее тип. Потому что от этого зависит дальнейший выбор мощности силовых трансформаторов, сечений питающих линий. В основном на ф-7, в г. Белогорск сконцентрированы частные дома, коттеджи и многоквартирные домов с небольшой долей промышленной нагрузки. Подробный расчет и реконструкцию сети 0,4 кВ произведем на участке, подключенном к ТП № 23. К данной ТП подключены частные дома, многоквартирные и административные, и есть ряд заявок на технологическое присоединение, которые необходимо обеспечить свободной мощностью.

Расчет ведется на основании инструкции по проектированию городских электрических сетей, которая распространяется как вновь сооружаемые, так и на реконструируемые электрические сети городов (районов и микрорайонов) и поселков городского типа до и выше 1 кВ.

Расчетная электрическая нагрузка домов $P_{кв}$, кВт определяется по формуле:

$$P_p = P_{кв} + k_y P_c ; \quad (2)$$

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, $k_y = 0,9$.

Расчетную реактивную мощность жилого дома Q_p , кВар, определяется следующим образом:

$$Q_p = P_{кв} \cdot \operatorname{tg}\varphi + k_y (P_{р.л} \cdot \operatorname{tg}\varphi + P_{ст.у} \cdot \operatorname{tg}\varphi); \quad (3)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициенты реактивной мощности;

$P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_{р.л}$ - мощность лифтовых установок зданий, кВт (в нашем случае отсутствуют);

$P_{ст.у}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Полная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) S_p , кВА, определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (4)$$

где P_p - расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), кВт ;

Q_p - расчетная реактивная мощность жилого дома , квар.

Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения.

Достаточно часто рассматриваемые учреждения располагаются в жилых домах. В результате нагрузка на вводе в жилой дом в этом случае определяется:

$$P_{ж.д.общ} = P_{ж.д} + K_{н.м.} \cdot P_{общ}; \quad (5)$$

где $P_{\text{ж.д. общ}}$ - расчетная электрическая нагрузка жилого здания, в которое встраивается учреждение;

$P_{\text{общ}}$ — расчетная нагрузка учреждения, встроенного в жилой дом;

$K_{\text{н.м.}}$ — коэффициент участия максимума нагрузки встроенного предприятия в максимуме нагрузки жилого дома.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий.

Согласно справочной информации расчетная электрическая нагрузка общественного здания P , кВт, определяется:

$$P = P_{\text{уд.}} \cdot m; \quad (6)$$

где $P_{\text{уд.}}$ - удельная нагрузка здания:

- для предприятий торговли, кредитно-финансовых учреждений, предприятий связи, кВт/м²;

- для учреждений образования, предприятий общественного питания и коммунально-бытового обслуживания, клубов, больниц и т.п., кВт/место;

- для прачечных, кВт/кг вещей;

m – соответственно:

- площадь, м²;

- количество мест, место;

- масса вещей, кг.

Расчетная реактивная мощность здания Q_p кВар, определяется по формуле:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi; \quad (7)$$

где P_p - расчетная электрическая нагрузка общественного здания, кВт;

$\text{tg}\varphi$ - коэффициент мощности общественного здания.

Укрупненные удельные нагрузки и коэффициенты мощности общественных зданий для ориентировочных расчетов принимаем по справочнику.

Для современных домов (коттеджей) учитывая повышенные комфортные условия жизни, будем считать, что в каждом доме стоит электроплита и водонагреватель, а также другая современная техника. Нагрузку на вводе в коттедж примем равной 7,5 кВт. Нагрузку домов будем по мере расчетов распределять по трансформаторным подстанциям.

Потребители, подключенные к ТП № 23 это, по большей части, частные дома значит для одного дома нагрузка будет равна:

$$P_{р.ж.д.} = 7,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.ж.д.} = P_{р.ж.д.} * \text{tg}\varphi = 7,5 * 0,2 = 1,5 \text{ кВар}$$

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{Q_{р.ж.д.}^2 + P_{р.ж.д.}^2} = \sqrt{1,5^2 + 7,5^2} = 7,65 \text{ кВА}$$

На данный момент к ТП подключено 52 коттеджа, тогда итоговая мощность будет равна:

$$S_{р.ж.д.ТП 1-25} = 7,65 * 52 = 397,8 \text{ кВА}$$

Сведем все расчёты в таблицу 5 для выяснения общей существующей нагрузки на фидере ПС Промышленная:

Таблица 5 – Расчет жилой нагрузки

Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников	Pr, кВт	tq φ	Q, кВар	S, кВА
1	2	3	4	5	6
Коммунально – бытовые потребители					
Частные дома	752	5640	0,2	1128	5751,7

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
Многokвартирные дома	68	618,8	0,4	247,52	666,5
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)					
Котельные	1	26	0,35	9,1	27,55
Продуктовые магазины	11	165	0,31	51,15	172,75
Аптека	2	30	0,335	10,05	31,64
Административные здания	5	125	0,35	43,75	132,44
Школа	1	25	0,4	10	26,93
Офис	6	90	0,35	31,5	95,35
Гаражи	3	22,5	0,3	6,75	23,49
Автомойка	1	20	0,4	8	21,54
Цех товаров	1	15	0,31	4,65	15,70
Газовая автомобильная заправочная станция	1	20	0,3	6	20,88
Здание склада	1	15	0,2	3	15,30

Как видно из таблицы, основную нагрузку представляют из себя коммунально-бытовые потребители (коттеджи).

Распределим нагрузку по существующим трансформаторным подстанциям. Исходя из того, что в существующем законодательстве в России достаточно затруднительно произвести дополнительный выбор земельных участков, трансформаторные подстанции, места их расположения и количество оставим без изменения.

3.2. Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников

При реконструкции помимо существующих нагрузок необходимо учитывать и перспективный рост нагрузки, а также замена существующих деревянных опор линий электропередач на железобетонные опоры и увеличение существующего сечения линий. Перспективный рост нагрузки в основном происходит на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ за счет присоединения новых жилых домов или увеличения нагрузки в существующих домах.

Согласно данным о технологическом присоединении, в данном районе, планируется строительство 35 новых коттеджей, из которых 15 уже на стадии завершения. Тем самым нас ожидает рост нагрузки в размере:

$$S_{р.ж.д.}=7,65*35=267,75 \text{ кВА}$$

4. РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1. Выбор количества линий и трасс их прохождения

Сети 0,4 кВ выполняются трехфазными, четырехпроводными. В основном применяется радиальная схема распределения от понижающих ТП 10/0,4 кВ. Нейтральный провод заземлен на ТП 10/0,4 кВ и в конце каждой ветви или линии длиной более 200 м или на расстоянии не более 200 м от конца линии или ветви, где подключена нагрузка.

Потребители относятся к потребителям II и III категории надежности электроснабжения.

Основным принципом построения распределительной сети 0,4 кВ для электроприемников второй категории является сочетание петлевых схем, обеспечивающих двухстороннее питание потребителей. При этом линии в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным ТП.

Для жилых домов с электроплитами, административных зданий, учебных заведений предусматривается два ввода в ВРУ, которые позволяют обеспечивать резервное электроснабжение при отключении питания одного из вводов.

4.2. Определение расчетных мощностей на участках линий

Результирующая нагрузка потребителей не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. При расчёте нагрузок должен быть учтён данный фактор во избежание необоснованного удорожания схемы. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и

по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами.

$$P_{p.l} = P_{зд.маx} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зди}, \quad (8)$$

где $P_{зд.маx}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зди}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов (квартир и силовых электроприемников).

$$Q_{p.l} = Q_{зд.маx} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зди}, \quad (9)$$

где $Q_{зд.маx}$ – наибольшее значение реактивной нагрузки здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$Q_{зди}$ – расчетная реактивная нагрузка других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов.

Определим расчетную электрическую нагрузку для линии №7 питаемой от ТП № 23 рисунок 5.

Расчетная электрическая нагрузка равна

$$P_{p.l} = 7,5 + 17 * 0,6 * 7,5 = 84 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.l} = 1,5 + 17 * 0,6 * 1,5 = 17 \text{ кВт}$$

$$S_{p.l} = \sqrt{P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2} = \sqrt{84^2 + 17^2} = 86 \text{ кВА}$$

Результаты расчета по остальным линиям 0,4кВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетные нагрузки линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	S, кВА	ТП	№ линии	S, кВА	
1	2	3	4	5	6	
120	1	75	70	1	117	
	2	71		2	114	
	3	79		3	118	
	4	73		4	113	
	5	74	81	1	54	
122	1	53		2	58	
	2	55		3	50	
	3	54	4	51		
125	1	123	82	1	131	
	2	124		2	137	
	3	120		3	135	
127	1	72		4	129	
	2	70		5	136	
135	1	40		6	138	
	2	36	92	1	124	
23	1	61		2	121	
	2	67		3	120	
	3	71		4	124	
	4	65		5	127	
	5	76		6	126	
	6	81		96	1	127
	7	86			2	124
	8	59	3		121	
41	1	117	4		131	
	2	119	5		124	
	3	118	6		126	
	4	111	99	1	139	
42	1	83		2	137	
				3	141	
				4	134	
2	79	5		135		
		6		132		
3	76	7		130		
		8		134		

4.3 Выбор площади сечений и количества линий

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция сети 0,4 кВ с использованием самонесущего изолированного провода СИП. Преимущества провода СИП в сравнении с неизолированными проводами следующие:

- возможность сооружения линии электропередач без вырубки просек;
- возможность совместной подвески на опорах с телефонной линией;
- возможность использования действующих опор и опор меньшей высоты для новых линий;
- сокращение эксплуатационных расходов за счет исключения систематической расчистки трасс, замены поврежденных изоляторов, сокращение объемов аварийно-восстановительных работ;
- безопасность обслуживания - отсутствие риска поражения при касании фазных проводов, находящихся под напряжением;
- возможность работы под напряжением, простота ремонтов;
- практическая невозможность короткого замыкания между фазами и нулевым проводом или на землю;
- меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования;
- безопасность работ вблизи линий с СИП;
- снижение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления – 0,1 Ом/км (0,35 Ом/км – голый провод);
- возможность прокладки по фасадам зданий;
- возможность совместной прокладки на одних опорах ВЛ с СИП до 1 кВ и ВЛ 6-10 кВ.

Сечение проводов вдоль магистрали ВЛ согласно ПУЭ [п. 2.4.16] следует выполнять постоянным. На ВЛ отходящих от одной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, следует предусматривать не более двух-трех сечений проводов.



Рисунок 3 – Схема подключения электроприёмников к ТП-23

По условиям механической прочности на магистралях ВЛ, на линейном ответвлении от ВЛ и на ответвлениях к вводам следует применять провода с минимальными сечениями:

- магистраль, линейные ответвления выполняются сечением не менее 50 мм²;
- ответвление к вводам выполняется сечением не менее 16 мм².

Используя расчетную нагрузку головного участка каждой линии, определенную ранее по таблице 6, находим максимальную величину тока в фазе в нормальном режиме:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{л}}, \quad (10)$$

где $S_{p.l}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{л}$ – номинальное напряжение, кВ.

Производим предварительный выбор сечения неизолированного алюминиевого провода по условию нагрева $I_{p.l} \leq I_{дл.доп}$, где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимая токовая нагрузка на провод выбранного сечения.

Для воздушных линий электропередач 0,4 кВ будем использовать провода СИП 2А. Отличие данного провода от остальных заключается в наличии изолированной несущей нейтрали.

Определим расчетный ток для линии №1 питаемой от ТП 120:

$$I_{p.l} = \frac{75 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 109 \text{ А}$$

Принимаем сечение 3x35+1x70+1x25 мм² с длительно допустимым током 240 А.

Выбранные сечения по остальным линиям приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетные нагрузки, сечение линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	$S_{p.l}$, кВА	$I_{p.l}$, А	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм ²	$I_{доп}$, А
1	2	3	4	5	6
120	1	75	109	3x35+1x70+1x25	240
	2	71	102,60	3x35+1x70+1x25	240
	3	79	114,16	3x35+1x70+1x25	240
	4	73	105,49	3x35+1x70+1x25	240
	5	74	106,94	3x35+1x70+1x25	240
122	1	53	76,59	3x35+1x70+1x25	240
	2	55	79,48	3x35+1x70+1x25	240
	3	54	78,03	3x35+1x70+1x25	240
125	1	123	177,75	3x35+1x70+1x25	240
	2	124	179,19	3x35+1x70+1x25	240
	3	120	173,41	3x35+1x70+1x25	240
127	1	72	104,05	3x35+1x70+1x25	240
	2	70	101,16	3x35+1x70+1x25	240
135	1	40	57,80	3x35+1x70+1x25	240
	2	36	52,02	3x35+1x70+1x25	240
23	1	61	88,15	3x35+1x70+1x25	240
	2	67	96,82	3x35+1x70+1x25	240
	3	71	102,60	3x35+1x70+1x25	240
	4	65	93,93	3x35+1x70+1x25	240
	5	76	109,83	3x35+1x70+1x25	240
	6	81	117,05	3x35+1x70+1x25	240
	7	86	124,28	3x35+1x70+1x25	240
	8	59	85,26	3x35+1x70+1x25	240
41	1	117	169,08	3x35+1x70+1x25	240
	2	119	171,97	3x35+1x70+1x25	240
	3	118	170,52	3x35+1x70+1x25	240
	4	111	160,40	3x35+1x70+1x25	240
42	1	83	119,9	3x35+1x70+1x25	240
	2	79	114,2	3x35+1x70+1x25	240
	3	76	109,8	3x35+1x70+1x25	240
70	1	117	169,08	3x35+1x70+1x25	240
	2	114	164,74	3x35+1x70+1x25	240
	3	118	170,52	3x35+1x70+1x25	240
	4	113	163,29	3x35+1x70+1x25	240
81	1	54	78,03	3x16+1x25	100
	2	58	83,82	3x16+1x25	100
	3	50	72,25	3x16+1x25	100
	4	51	73,70	3x16+1x25	100

1	2	3	4	5	6
82	1	131	189,31	3x35+1x70+1x25	240
	2	137	197,98	3x35+1x70+1x25	240
	3	135	195,09	3x35+1x70+1x25	240
	4	129	186,42	3x35+1x70+1x25	240
	5	136	196,53	3x35+1x70+1x25	240
	6	138	199,42	3x35+1x70+1x25	240
92	1	124	179,19	3x35+1x70+1x25	240
	2	121	174,86	3x35+1x70+1x25	240
	3	120	173,41	3x35+1x70+1x25	240
	4	124	179,19	3x35+1x70+1x25	240
	5	127	183,53	3x35+1x70+1x25	240
	6	126	182,08	3x35+1x70+1x25	240
96	1	127	183,53	3x35+1x70+1x25	240
	2	124	179,19	3x35+1x70+1x25	240
	3	121	174,86	3x35+1x70+1x25	240
	4	131	189,31	3x35+1x70+1x25	240
	5	124	179,19	3x35+1x70+1x25	240
	6	126	182,08	3x35+1x70+1x25	240
99	1	139	200,87	3x35+1x70+1x25	240
	2	137	197,98	3x35+1x70+1x25	240
	3	141	203,76	3x35+1x70+1x25	240
	4	134	193,64	3x35+1x70+1x25	240
	5	135	195,09	3x35+1x70+1x25	240
	6	132	190,75	3x35+1x70+1x25	240
	7	130	187,86	3x35+1x70+1x25	240
	8	134	193,64	3x35+1x70+1x25	240

Выбранное сечение проводов проверяется на допустимую потерю напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Для показателей качества электрической энергии (КЭ) в новом стандарте ГОСТ 32144-2013 установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точках передачи электрической энергии (ТПЭ) не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю. Потеря напряжения на участках линий определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I_i * L_0 * \sqrt{3}}{U_{ном}} * (r_i * \cos(\varphi_i) + x_i * \sin(\varphi_i)) * 100\% \quad (11)$$

где I – рабочий максимальный ток;

L – длина линии, км;

Uном – номинальное напряжение, кВ;

го и хо – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

Рассчитаем потерю напряжения на участке ТП 120 на линии № 1:

$$\Delta U_{\text{ТП25-вл1}} = \frac{109 \cdot 0,73 \cdot \sqrt{3}}{380} * (0,162 * 0,97 + 0,07 * 0,25) * 100\% = 6,3\%$$

Потери напряжения по участкам 0,4 кВ приведены в следующей таблице 8.

Таблица 8 – Потери напряжения по линиям 0,4 кВ

ТП	№ линии	I _{р.л} , А	ΔU, %	ТП	№ линии	I _{р.л} , А	ΔU, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	
120	1	108,38	6,3	70	1	169,08	9,81	
	2	102,60	5,95		2	164,74	9,56	
	3	114,16	6,63		3	170,52	9,90	
	4	105,49	6,12		4	163,29	9,48	
		5	106,94	6,21	81	1	78,03	4,53
122	1	76,59	4,45		2	83,82	4,86	
	2	79,48	4,61		3	72,25	4,19	
	3	78,03	4,53		4	73,70	4,28	
125	1	177,75	10,32	82	1	189,31	7,62	
	2	179,19	10,40		2	197,98	8,12	
	3	173,41	10,06		3	195,09	7,95	
127	1	104,05	6,04		4	186,42	7,45	
	2	101,16	5,87		5	196,53	8,04	
135	1	57,80	3,35			6	199,42	8,20
	2	52,02	3,02	92	1	179,19	7,03	
23	1	88,15	5,12		2	174,86	6,78	
	2	96,82	5,62		3	173,41	6,69	
	3	102,60	5,95		4	179,19	7,03	
	4	93,93	5,45		5	183,53	7,28	
	5	109,83	6,37		6	182,08	7,20	
	6	117,05	6,79		96	1	183,53	8,14
	7	124,28	7,21			2	179,19	5,62
	8	85,26	4,95	3		174,86	4,03	

Продолжение таблицы 8

41	1	169,08	9,81		4	189,31	6,88
	2	171,97	9,98		5	179,19	7,05
	3	170,52	9,90		6	182,08	7,72
	4	160,40	9,31		1	200,87	8,12
42	1	120	6,69	99	2	197,98	8,46
	2	114	6,63		3	203,76	7,87
					4	193,64	7,95
					5	195,09	7,70
	3	109	6,37		6	190,75	7,53
					7	187,86	7,87
						8	193,64

4.4 Расчет наружного освещения

Расчет освещения улиц в сельских населенных пунктах, для реконструируемых сёл, где поселковые дороги и улицы с покрытием простейшего типа производится по удельной нагрузке на 1 км освещаемой поверхности. Норма средней освещенности равняется 4 лк, ширина проезжей части равняется 5-7 м, высота подвеса светильника 8,5 м. Используем светодиодный консольный светильник Feron SP2920.

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется по выражению:

$$P_{oc} = P_{oc.уд} \cdot l, \quad (12)$$

где $P_{oc.уд}$ – удельная мощность, для освещения сельских улиц принимаем 6 кВт/км;

l – длина, км.

Расчет освещения сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет уличного освещения

№ ТП	Длина участка, км	Удельная нагрузка, кВт/км	Нагрузка освещения улиц, кВт
1	2	3	4
120	0,9	6	5,4
122	0,4	6	2,4
125	1,1	6	6,6
127	0,7	6	4,2
135	0,8	6	4,8
23	0,5	6	3
41	1,2	6	7,2
42	1,6	6	9,6
70	0,87	6	5,22
81	0,64	6	3,84
82	1,3	6	7,8
92	1,7	6	10,2
96	1,15	6	6,9
99	1,12	6	6,72
Суммарная нагрузка освещения, кВт			83,88

5. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

5.1 Оценка целесообразности компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности направлена в основном на экономию (уменьшению потерь) при эксплуатации распределительных сетей и одновременно на улучшение качества напряжения. Найдём коэффициент мощности $tg\varphi$ зная активную и реактивную нагрузку приведённую к шинам ТП:

Таблица 10 – Расчёт коэффициента мощности на ТП

№ ТП	Активная мощность P, кВт	Реактивная мощность Q, кВар	Коэффициент мощности $tg\varphi$
1	2	3	4
120	371	41,3	0,3
122	155	18,1	0,3
125	367	15,1	0,3
127	141	39,9	0,3
135	74	26,9	0,3
23	480	35,8	0,3
41	467	37	0,3
42	237	23	0,3
70	466	16,3	0,3
81	204	29	0,3
82	780	34	0,3
92	741	46,8	0,3
96	762	27,8	0,3
99	1104	43,5	0,3

Как видно из приведенной выше таблицы 10, коэффициент мощности объектов не превышает значения нормируемого в приказе Минпромэнерго России № 380 от 23.06.2015 г. (для электрической сети 0,4кВ $\text{tg}(\varphi)=0,4$), за исключением насосных станций, где $\text{tg}(\varphi)=0,75$.

Согласно [п.6.34] для местных и центральных насосных, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, компенсация реактивной нагрузки, как правило, не требуется, если в нормальном режиме работы расчетная мощность компенсирующего устройства на каждом рабочем вводе не превышает 50 квар поэтому компенсация реактивной нагрузки не требуется.

5.2 Расчет электрических нагрузок ТП

Электрические сети сельскохозяйственного назначения характеризуются потребителями как групповыми, так и отдельными потребителями. Определим электрические нагрузки на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций с учетом соответствующих добавок к максимальной нагрузке по формуле (4).

Согласно методике, описанной в методических указаниях по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения, [18] произведем расчет суммарной нагрузки на шинах подстанций.

$$P_{\text{ТПЗ}} = P_{\text{рМАХ}} + \sum p_{\text{доб}} \quad (13)$$

где $P_{\text{рмах}}$ – максимальная мощность суммируемых нагрузок, кВт;
 $P_{\text{доб}i}$ – добавка к большей слагаемой нагрузке, согласно источнику [6].

Если для участков линий 0,38 кВ присоединенные к ним потребители разнородны (например, жилые дома и производственные объекты) или нагрузки на вводах к этим потребителям различаются более чем в 4 раза, то суммирование рекомендуется проводить с помощью данных табл. 54.12, [6]. При этом к большей из двух слагаемых нагрузок прибавляется надбавка ΔP от меньшей.

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП 1-25. Согласно данным таблицы 6 расчётная нагрузка трансформаторной подстанции проходит по нескольким линиям. Зная результирующую нагрузку на отходящей от ТП линии умножим её на коэффициент перспективного роста нагрузок, принимаемый равным 3,2 % от существующей нагрузки:

$$S_{\text{ТП-120 п.}} = S_{\text{ТП-120}} * 3,2\% \quad (14)$$

$$S_{\text{ТП-120 п.}} = 374 * 3,2\% = 385,2 \text{ кВА}$$

Результаты расчета остальных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет нагрузки, приведенный к шинам ТП

№ ТП	$S_{\text{р.л}}$,кВА	№ ТП	$S_{\text{р.л}}$,кВА
1	2	3	4
120	385,2	42	245,7
122	161,0	70	481,2
125	379,0	81	212,6
127	151,2	82	789,1
135	81,2	92	766,2
23	496,4	96	786,9
41	483,4	99	1140,2

5.3 Выбор схемы и конструкции ТП

Трансформаторная подстанция — это электротехническое устройство, предназначенное для приема, изменения уровня напряжения и распределения энергии.

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы. Трехтрансформаторные подстанции используются редко, как вынужденное решение при реконструкции,

расширении подстанции, при системе отдельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

Однотрансформаторные ТП 10/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Так как электроприемники рассматриваемого района относятся к II и III категории надежности электроснабжения, то реконструкцию сети будем производить с использованием двух и однотрансформаторных ТП.

Для проверки соответствия установленного трансформатора нагрузки, рассчитаем и выберем силовой трансформатор для сравнения с существующим:

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП 120:

$$S_{PT1} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{OПТ}}, \quad (15)$$

$$S_{ТП 120} = \frac{385,2}{2 \cdot 0,85} = 226,59 \text{ кВА},$$

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

n_T - число трансформаторов;

$K_3^{OПТ}$ - коэффициент загрузки трансформаторов.

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет: $K_3 = 0,65-0,7$ а для однотрансформаторных подстанций $K_3 = 0,8-0,85$.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной. Выбираем силовые трансформаторы 400 кВА.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП 120:

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

$$K_{з.\text{норм.}} = \frac{386}{1 * 400} = 0,96$$

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

Коэффициент загрузки как в аварийном режиме, так и в нормальном соответствует норме.

Выбираем трансформаторы типа: ТМ-400/10/0.4.

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

ТП	Устанавливаемые трансформаторы	Sp, кВА	Кз норм	Кз после аварийный
1	2	3	4	5
120	2хТМ - 400	385,2	0,48	0,96
122	2хТМ - 250	161	0,32	0,64
125	2хТМ - 400	379	0,47	0,95
127	2хТМ - 250	151,2	0,30	0,60
135	2хТМ - 100	81,2	0,41	0,81
23	2хТМ – 630	496,4	0,39	0,79
41	2хТМ – 630	483,4	0,38	0,77
42	2хТМ – 400	245,7	0,31	0,61
70	2хТМ – 630	481,2	0,38	0,76
81	2хТМ – 250	212,6	0,43	0,85
82	2хТМГ – 800	789,1	0,49	0,99
92	2хТМГ – 800	766,2	0,48	0,96

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
96	2хТМГ – 800	786,9	0,49	0,98
99	2хТМГ – 1600	1140,2	0,36	0,71

Таблица 13 - Параметры выбранных трансформаторов 10/0,4 кВ

Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
1	2	3	4	5
ТМ - 400/10	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ - 250/10	1,05	3,7	4,5	2,3
ТМ - 100/10	0,49	1,97	4,5	2,6
ТМГ-1600/10	2,35	18	4,5	1,3
ТМ - 630/10	2,27	7,6	5,5	2
ТМГ-800	1,37	9,6	5,5	1

6. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БЕЛОГОРСК И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

6.1 Выбор схемы конфигурации сети

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Основная проблема ф-7 ПС Промышленная заключается в том, что потребители, не имеют надёжного электроснабжения, так как в случае К/З на линии, все потребители отключаться, так как на это имеется следующий ряд причин.

Первая проблема - это износ существующих линий, выполненных разным сечением, которую мы уже решили. Вторая задача – это кольцевые фидера, которые в теории должны дублировать друг друга, а на практике не могут в полной мере обеспечить требуемое законом электроснабжение потребителей.

Для решения данной проблемы необходимо предусмотреть дублирующее питание для этого рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети:

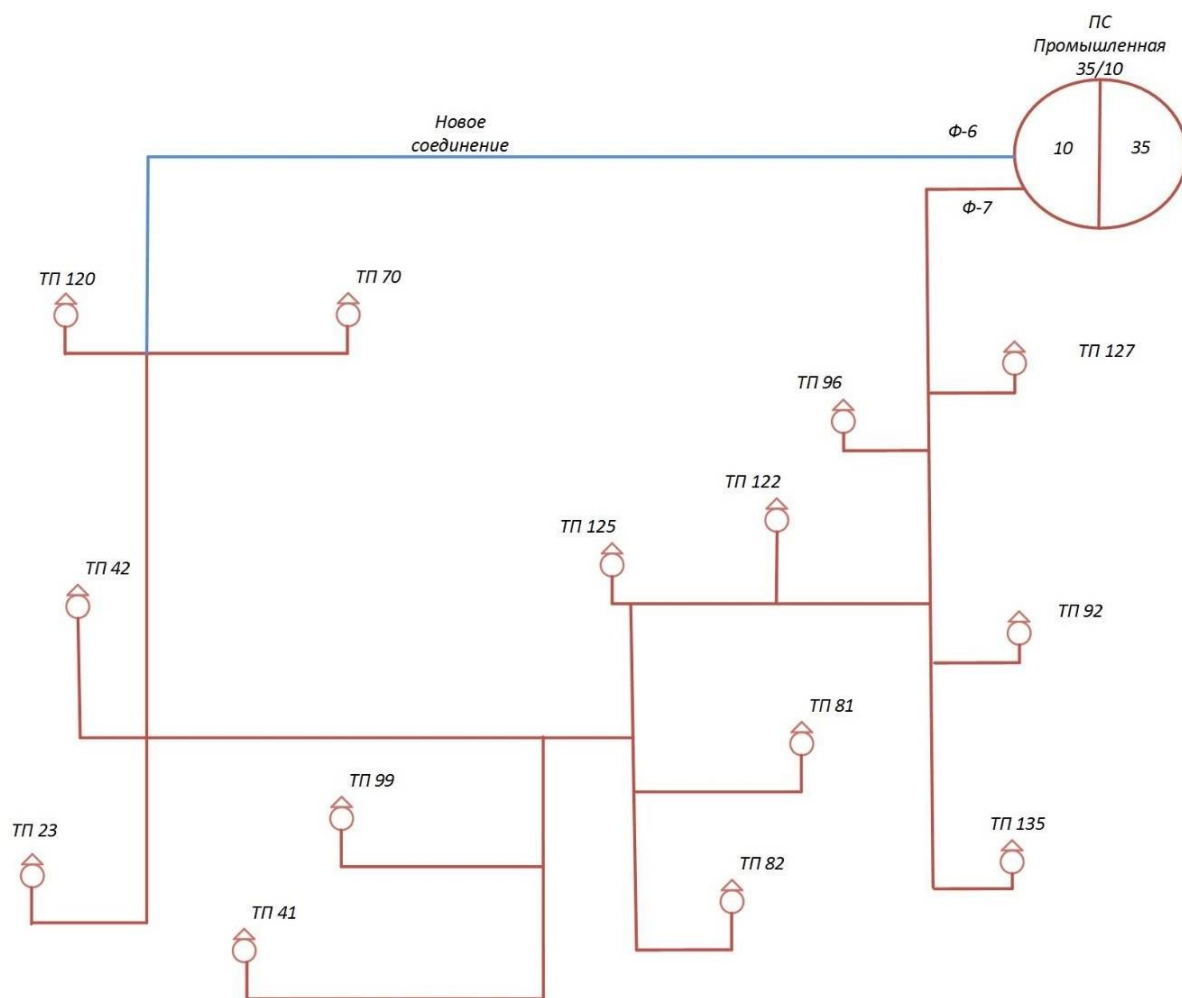


Рисунок 4– первый вариант конфигурации сети

В первом варианте реконструкции электрической сети рассматривается применение петлевой схемы для питания всех потребителей, находящихся на Ф-7. Наличие такой схемы позволяет в случае коротких замыканий на нескольких линиях оставлять в работе большую часть потребителей. Для этого дублирование потребителей будет обеспечено новым соединением между ТП 120, 70 и ПС и ТП 127, для этого и строится перемычка (синее соединение).

Второй вариант реконструкции электрической сети предусматривает надежное электроснабжение потребителей. Для этого реконструкции подвергнется ф-7, вместе со строительством новой перемычки (выделено синим цветом) соединяющую ТП 70, 127, ПС и 125. Тем самым, повышая надёжность потребителей, путём полного дублирования любого ответвления.

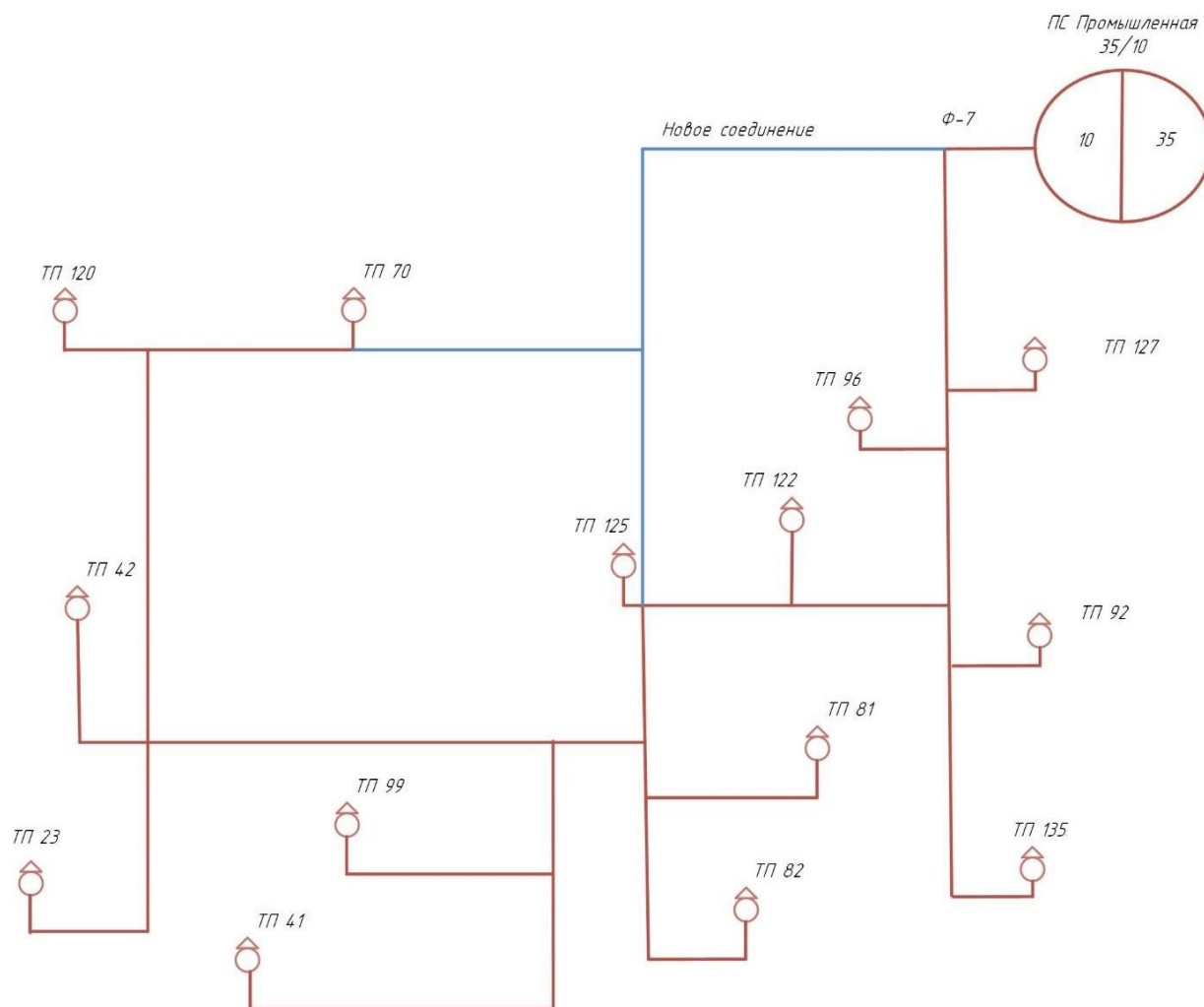


Рисунок 5 – второй вариант конфигурации сети

Как видно из вариантов, в связи с повышением надёжности схемы электроснабжения ф-7 ПС Промышленная, ток, в случае отказа одного из фидеров, будет проходить через ТП по одному из кабелей, то данный ф-7 должен выдержать нагрузку отключившейся ВЛ.

Для выбора оптимального варианта реконструкции электрической сети произведем технико-экономическое сравнение данных вариантов.

6.2 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Расчетные электрические нагрузки сетей 10(6) кВ определяется произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки.

Для определения электрических нагрузок сетей 10(6) кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери — это потери в обмотках трансформатора, и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода — это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2, \quad (18)$$

$$\Delta Q_T = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{трном}}{100}, \quad (19)$$

где $S_{ТП}$ — полная мощность нагрузки ТП;

ΔP_{xx} — потери активной мощности на холостом ходу, [7];

I_{xx} — ток холостого хода трансформатора, [таб. п.5.20 с.376];

$U_{к\%}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, [7];

$S_{трном}$ — номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП № 120:

$$\Delta P_T = 2 * 2,27 + 0,5 * 7,6 * \frac{385,2^2}{630} = 5,96 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = \frac{5,5 * 385,2^2}{100 * 630} + \frac{2 * 0,5 * 630}{100} = 19,3 \text{ кВар}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{(P_{\text{р.ТП}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + (Q_{\text{р.ТП}} + \Delta Q_{\text{т}})^2}, \quad (20)$$

$$S_{\text{ТП}} = 395,6 \text{ кВА}$$

Рассчитанные полные мощности остальных трансформаторных подстанций, приведенные к высокой стороне представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

ТП	S _{ТП} , кВА
1	2
120	395,6
122	171,4
125	389,4
127	161,6
135	91,6
23	506,8
41	493,8
42	256,1
70	491,6
81	223
82	799,5
92	776,6
96	797,3
99	1150,6

6.3 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения линий напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии для первого варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 7.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (21)$$

где S_p – полная мощность линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность, протекающая по линии, определяется суммированием полных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

$$S_{p\phi 7} = S_{ТП120-99} = 6705 \text{ кВА}. \quad (22)$$

$$I_p = \frac{6705}{10 \cdot \sqrt{3}} = 388 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.доп} \geq I_p, \quad (23)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток провода выбранного сечения.

Для обеспечения соответствующего уровня надежности работы ВЛ 6-10 кВ СИП по условиям механической прочности провода в зависимости от климатических условий, где:

- на магистрали ВЛ принимаем сечение провода не менее 70 мм²;
- на ответвлении от магистрали ВЛ не менее 50 мм².

Так как нагрузка сравнительно небольшая для магистральных участков и для ответвлений выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 120 мм² с длительно допустимым током $I_{дл.доп} = 430 \text{ А}$.

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Выбранные марки и сечения распределительных линий 10 кВ и их параметры

№ нач	№ ко н	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	Iдоп, А	Iр, А
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС	127	0,7	120	0,29	0,37	430	388
127	96	1,15	120	0,29	0,37	430	388
96	92	1,7	120	0,29	0,37	430	388
92	135	0,8	95	0,36	0,47	370	321
96	122	0,4	120	0,29	0,37	430	388
122	125	1,1	120	0,29	0,37	430	388
125	81	0,64	120	0,29	0,37	430	388
81	82	1,3	95	0,36	0,47	370	321
125	99	1,12	120	0,29	0,37	430	388
99	41	1,2	95	0,36	0,47	370	321
125	42	1,6	120	0,29	0,37	430	388
42	23	0,5	95	0,36	0,47	370	321
42	120	0,9	120	0,29	0,37	430	388
120	70	0,87	120	0,29	0,37	430	388
70	ПС	0,7	120	0,29	0,37	430	388

Таблица 16 - Длины и провода вариантов реконструкции

Сечение	l, км
1	2
1 Вариант	
120	10,88
95	3,8
2 Вариант	
120	11,97
95	3,8

6.4 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения до наиболее удаленной трансформаторной подстанции не должно превышать $\pm 5\%$.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% \quad (24)$$

где r_0 , x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивление линии;

I_p – расчетный ток протекающий по участку линии;

l – длина линии, км.

Для примера определим потерю напряжения первого варианта для участка между ПС и ТП 127:

$$\Delta U_{127} = \frac{\sqrt{3} \cdot 388 \cdot 0,7}{10 \cdot 10^3} \cdot (0,29 \cdot 0,98 + 0,37 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0,1 \%$$

Результаты расчетов потери напряжения для других участков первого варианта приведены в следующей таблице:

Таблица 17 – Потери напряжения ВЛ 10 кВ

№ на ч	№ кон	l, км	дU, %
1	2	3	4
ПС	127	0,7	1,7
127	96	1,15	2,8
96	92	1,7	4,1
92	135	0,8	2,0
96	122	0,4	1,0
122	125	1,1	2,6

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
125	81	0,64	1,5
81	82	1,3	3,2
125	99	1,12	2,7
99	41	1,2	3,0
125	42	1,6	3,8
42	23	0,5	1,2
42	120	0,9	2,2
120	70	0,87	2,1
70	ПС	0,7	1,7

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

6.5 Выбор оптимального варианта проектирования электрической сети

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности. Так как параметры ТП в двух вариантах внешнего электроснабжения Октябрьского района одинаковые, то сравнение данных вариантов произведем на основе технико-экономических показателей ВЛ.

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице 16 приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа:

Таблица 18 – Стоимость проводов и их монтажа

Сечение, мм ²	k ₀ , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИПЗ, тыс. руб./км
1	2	3
95	104,824	41
120	147,371	56

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице

Таблица 19 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм ²	l, км	K, тыс. руб.
1	2	3
1 Вариант		
95	3,8	554,13
120	10,88	2212,7
Всего:		2766,8
2 Вариант		
95	3,8	554,13
120	11,97	2434,4
Всего:		2988,5

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э + И_{dw} \quad (25)$$

где И_a – среднегодовое отчисление на амортизацию;

И_э – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

И_{dw} – затрат на технологический расход электроэнергии.

Для определения эксплуатационных издержек, и качественного сравнения вариантов определим капиталовложения некоторых уже существующих сетей:

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (26)$$

где $T_{сл}$ – срок службы,

для СИП принимается $T_{сл}=15$.

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_э = a_э * K \quad (27)$$

где $a_э$ – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $\alpha_э=0,85\%$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{DW} = C_0 * DW \quad (28)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0= 1974,24$ руб/МВт·ч,

ΔW – потери электроэнергии в сети.

Таблица 20– Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
1	2	3
I_a , тыс. руб.	184,453333	199,233333
$I_э$, тыс. руб.	2351,78	2540,225
I_{dw} , тыс. руб.	148,13	150,57
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	2684,36333	2890,02833

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E * K + I \quad (29)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

К – капитальные вложения;

И – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$Z_{\text{ср.г1}} = 2961,04$ тыс. руб.

$Z_{\text{ср.г2}} = 3188,9$ тыс. руб.

Затраты двух вариантов отличаются на 8%, поэтому выбираем первый вариант.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 10 кВ ПС Промышленная;
- шины ВН трансформаторных подстанций;
- шины НН трансформаторных подстанций;
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

- метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);
- метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В дипломном проекте расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора или условную единицу мощности, например, 100 МВА.

7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке 5 приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно ТП 127.

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=10$ кВ

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,8 \text{ кА} \quad (30)$$

$$X_{c*} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{кз}} \quad (31)$$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 3,4} = 0,49 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л*} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (32)$$

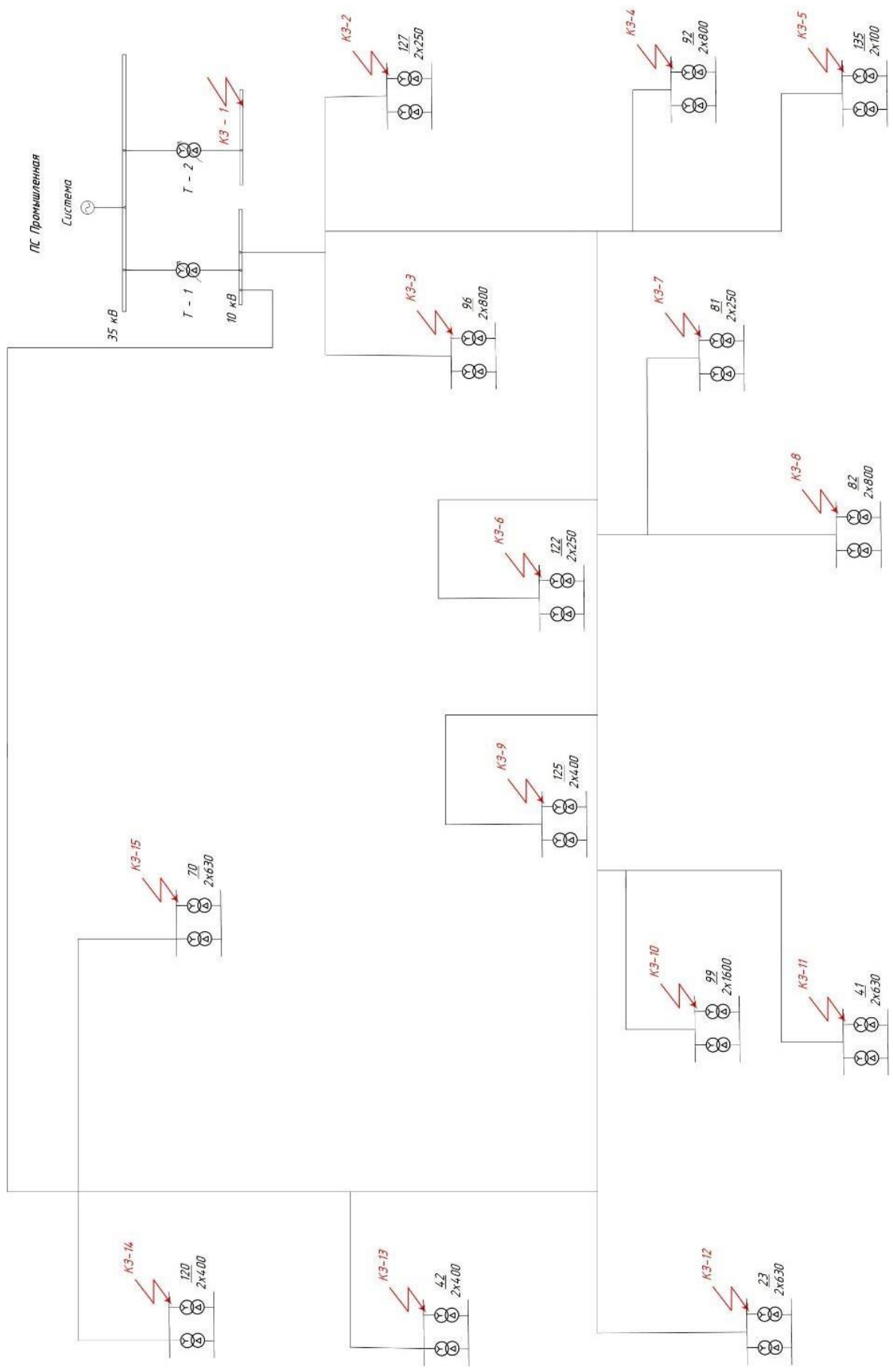


Рисунок 6 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

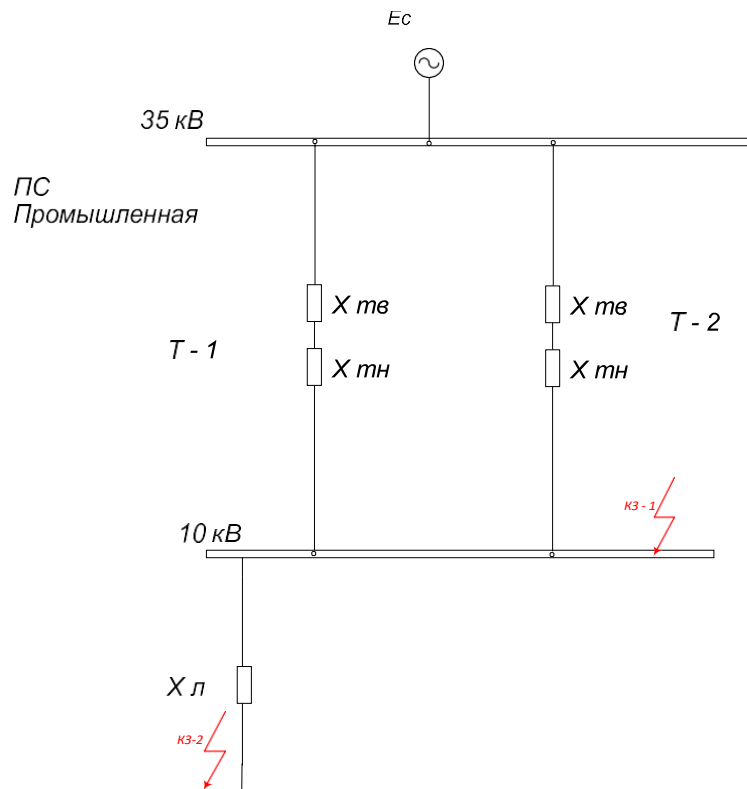


Рисунок 7 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

где $X_{уд}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

l - длина линии, км (см.табл.3);

U_{CP} - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ будет определяться:

$$I_{поi}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_0, \text{ кА}, \quad (33)$$

где $I_{по}^{(3)}$ - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА

X_i - результирующее сопротивление цепи КЗ, о.е.;

Ударный ток i_y определяется как:

$$i_{\text{вдi}} = \sqrt{2} I_{\text{поi}} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a i}}\right), \text{кА}, \quad (34)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \text{с}, \quad (35)$$

где X_{Σ} и R_{Σ} – соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивление схемы от источника питания до места КЗ;

ω – угловая частота.

Аperiodическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}$$

Сопротивление линий до ТП №127:

$$X_{\text{ВЛТП №127}} = X_0 \cdot l * \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,22 * 0,7 * \frac{100}{10,5^2} = 0,14 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление линий 10 кВ согласно таблице 21 до каждой ТП приведены в следующей таблице:

Таблица 21 – Суммарное сопротивление линий от шин 10 кВ ПС до ТП

№ точки КЗ	ТП	Хл, о.е.
1	2	3
2	127	0,14
3	96	0,23
4	92	0,34
5	135	0,16
6	122	0,08
7	81	0,22
8	82	0,13
9	125	0,26
10	99	0,22
11	41	0,24

1	2	3
12	23	0,32
13	42	0,10
14	120	0,18
15	70	0,17

Сопротивление трансформатора на ПС «Промышленная»:

Два трансформатора типа ТДНС-16000/35/10

Напряжение короткого замыкания:

$$X_T = \frac{Uk\% * Sб}{100 * Sном} = \frac{10 * 100}{100 * 16} = 0,625 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление до точки КЗ1:

$$X_1 = X_c + \frac{X_T * X_T}{X_T + X_T} = 0,49 + \frac{0,625 * 0,625}{0,625 + 0,625} = 0,798 \text{ о. е.}$$

$$X_{кз \text{ №127}} = X_1 + X_l = 0,798 + 0,14 = 0,94 \text{ о. е.}$$

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I^3_{по} = \frac{1}{0,94} * 5,8 = 6,2 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 6,2 * (1 + e^{\frac{-0,01}{0,000284}}) = 8,63 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{по} = \sqrt{2} * 6,2 = 8,63 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{откл}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a, \quad (36)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a = 0.055 + 0.000284 = 0.0553 \text{ с},$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания р.з.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по откл.выкл.}}^2 (t_{\text{откл.выкл.}} + T_a) \quad (37)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей ТКЗ

$$B_{\text{к.расч}} = 6,2^2 * (0.055 + 0.000284) = 2,1 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице 22

Таблица 22 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети

№ то чки КЗ	ПС/ТП	$I_{\text{по}}, \text{ А}$	$i_{\text{уд}}, \text{ А}$	$i_{\text{а}}, \text{ А}$	$B_{\text{к}}, \text{ Ка}^2\text{С}$
1	2	3	4	5	6
-	ПС 35 кВ	11,9	16,7	16,7	7,8
1	ПС (10 кВ)	7,24	10,14	10,14	2,90
2	127	2,24	3,14	3,14	0,28
3	96	6,16	8,63	8,63	2,10
4	92	4,95	6,93	6,93	1,35
5	135	3,83	5,37	5,37	0,81
6	122	3,47	4,85	4,85	0,66
7	81	3,31	4,63	4,63	0,60
8	82	2,94	4,11	4,11	0,48
9	125	2,76	3,86	3,86	0,42
10	99	2,45	3,43	3,43	0,33
11	41	2,24	3,14	3,14	0,28
12	23	2,04	2,80	2,84	0,22
13	42	1,84	2,46	2,54	0,16
14	120	1,64	2,12	2,24	0,10
15	70	1,44	1,78	1,94	0,04

7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной КТП, и в конце каждой отходящей линии.

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП №125, мощностью 2х400 кВА, и в конце отходящей линии №1.

Схема замещения с точками короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 6.

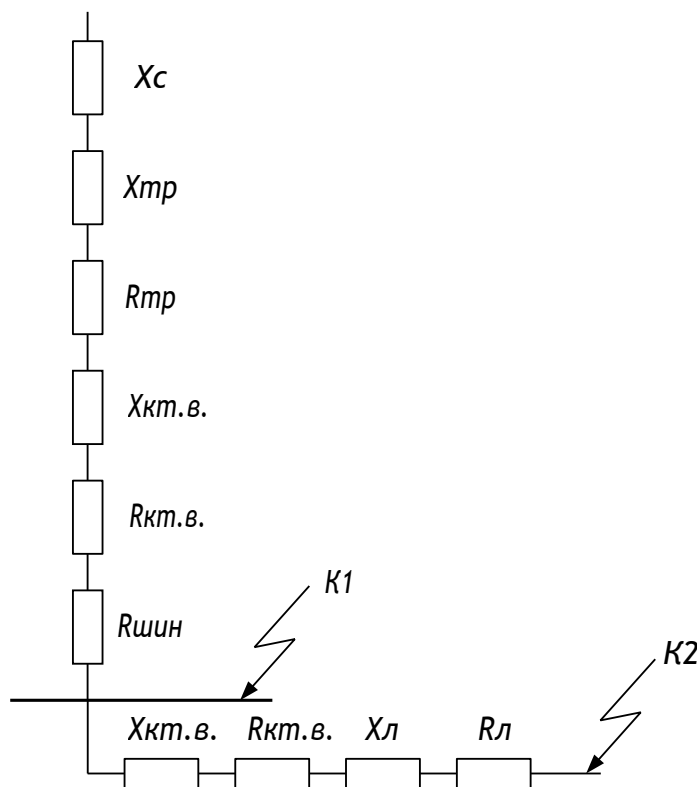


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Расчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определяем по формулам

$$x_T = \sqrt{(U_k)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_k}{S_{T,ном}} \right)^2 \cdot \frac{U^2}{S_{T,ном}^2} \cdot 10^4} ; \quad (38)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{HH,ном}}^2}{S_{\text{T,ном}}^2} \cdot 10^6 \quad (39)$$

Сопротивление трансформатора ТП №127 равен:

$$x_T = \sqrt{(5,5)^2 * \left(\frac{100 * 7,6}{400}\right)^2 * \frac{0,4^2}{400}} * 10^{-4} = 4,4 \text{ мОм}$$

$$r_T = \frac{7,6 * 0,4^2}{400^2} * 10^6 = 7,6 \text{ мОм}$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{срнн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}} \cdot U_{\text{срвн}}} \cdot 10^3 \quad (40)$$

$$X_C = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} * 5,8 * 10,5} * 10^3 = 1,52 \text{ мОм}$$

Также необходимо учесть сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, болтовых соединений:

$$r_{\text{кв}} = 0,41 \text{ мОм}; x_{\text{кв}} = 0,13 \text{ мОм}; r_{\text{кон.к}} = 0,0024 \text{ мОм},$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{k1} = r_{\text{тр}} + r_{\text{шин}} + r_{\text{кв}} + r_{\text{конт}} = 7,6 + 0,004 + 0,41 + 0,0024 = 8,02 \text{ мОм}$$

$$x_{k1} = X_C + X_{\text{тр}} + X_{\text{кв}} = 1,52 + 4,4 + 0,13 = 5,95 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}, \quad (41)$$

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{8,02^2 + 5,95^2}} = 23,3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{3 \cdot \left(\frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{r_{1\Sigma}^2 + r_{\text{дуги}}^2}} + x_{\frac{1\Sigma}{2}} \right)}{\sqrt{3}}, \quad (42)$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{8,02^2 + 15,85^2} + 5,95^2} = 6.16 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОК1max}} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (43)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, который может быть определен по кривым

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОК1max}} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 23.3 \cdot 1.56 = 50.87 \text{ кА}$$

В качестве несимметричного короткого рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{0К1} = 3 \cdot r_{\text{тр}} + 3 \cdot r_{\text{шин}} + 3 \cdot r_{\text{кв}} + 3 \cdot r_{\text{конт}}, \quad (44)$$

$$r_{0К1} = 3 \cdot 7,6 + 3 \cdot 0,004 + 3 \cdot 0,41 + 3 \cdot 0,0024 = 24.05 \text{ мОм}$$

$$x_{0К1} = 2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{\text{кв}} + 3 \cdot x_{\text{тр}}, \quad (45)$$

$$x_{0К1} = 2 \cdot 2.09 + 3 \cdot 0,13 + 3 \cdot 23.02 = 73.63 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (46)$$

$$I_{\text{ПОК1max}}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{24.05^2 + 16.23^2}} = 8.03 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} * \sqrt{\left(\frac{1}{\Sigma} + \frac{1}{\Sigma_{\text{дуги}}}\right)^2 + X_{\Sigma}^2}}, \quad (47)$$

$$I_{\text{ПОК1min}}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{(24.05^2 + 15.85^2) + 16.23^2}} = 1.3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{удК1}}^{(1)} = \sqrt{2} * I_{\text{ПОК1max}} * K_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 8.03 * 1.56 = 17.53 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываются остальные точки. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ, а также в дальних точках отходящих линий приведены в таблицах 23 и 24

Таблица 23 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	Ш0max, кА	Ш0min, кА	iуд, кА	I _{Ш0max} ⁽¹⁾ , кА	I _{Ш0min} ⁽¹⁾ , кА	I _{уд} ⁽¹⁾ , кА
1	2	3	4	5	6	7
127	23,29	6,16	50,87	8,03	1,28	17,53
96	22,84	5,71	50,42	7,58	0,83	17,08
92	18,95	14,95	26,71	7,65	6,65	10,89
135	6,75	2,75	9,63	1,95	1,85	2,91
122	17,65	13,65	24,89	10,25	8,15	14,53
81	22,84	5,71	50,42	7,58	0,83	17,08
82	16,75	12,75	23,63	1,95	1,85	2,91
125	17,65	13,65	24,89	10,25	8,15	14,53
99	22,84	5,71	50,42	7,58	0,83	17,08
41	14,95	10,95	21,11	7,65	6,65	10,89
23	16,75	12,75	23,63	1,95	1,85	2,91
42	16,75	12,75	23,63	1,95	1,85	2,91
120	17,55	13,55	24,75	13,55	9,65	19,15
70	17,15	13,15	24,19	1,95	1,85	2,91

Таблица 24 – Результаты расчета токов КЗ в дальних точках отходящих
линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	$I_{П0max}$, кА	$I_{П0min}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{П0max}^{(1)}$, кА	$I_{П0min}^{(1)}$, кА	$I_{уд}^{(1)}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
120	1	3.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39
	2	2.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	3	4.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
	4	3.41	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	5	2.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
122	1	1.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
	2	3.15	0.63	1.63	0.38	0.30	0.54
	3	4.80	1.00	2.54	0.60	0.48	0.85
125	1	2.02	0.56	1.44	0.34	0.27	0.48
	2	3.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
	3	2.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
127	1	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
	2	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96
135	1	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
	2	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
23	1	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
	2	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	3	1.03	0.56	1.45	0.34	0.27	0.49
	4	2.25	1.26	3.19	0.76	0.60	1.07
	5	1.33	0.74	1.88	0.45	0.35	0.63
	6	1.98	1.10	2.80	0.66	0.53	0.94
	7	8.27	5.02	12.70	2.88	2.39	4.36
	8	5.89	3.42	8.53	2.02	1.63	2.90
41	1	6.37	3.73	9.30	2.19	1.78	3.17
	2	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06
	3	7.55	4.51	11.32	2.61	2.15	3.88
	4	4.05	2.29	5.76	1.37	1.09	1.94
42	1	5.39	3.15	7.84	1.84	1.50	2.66
	2	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
	3	4.21	2.41	6.02	1.43	1.15	2.03
70	1	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
	2	1.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
	3	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06
	4	7.55	4.51	11.32	2.61	2.15	3.88
81	1	4.05	2.29	5.76	1.37	1.09	1.94
	2	5.39	3.15	7.84	1.84	1.50	2.66
	3	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
	4	4.21	2.41	6.02	1.43	1.15	2.03

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8
82	1	4.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
	2	3.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
	3	5.34	1.31	3.32	0.79	0.62	1.11
	4	3.82	0.45	1.16	0.27	0.22	0.39
	5	7.86	1.05	2.64	0.62	0.50	0.89
	6	6.20	0.66	1.69	0.40	0.32	0.57
92	1	14.08	0.78	1.99	0.47	0.37	0.66
	2	12.30	0.72	1.84	0.43	0.34	0.61
	3	13.23	0.68	1.74	0.41	0.32	0.58
	4	2.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
	5	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
	6	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96
96	1	2.11	1.18	2.99	0.71	0.56	1.00
	2	1.37	0.75	1.93	0.46	0.36	0.65
	3	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
	4	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	5	4.21	2.41	6.02	1.43	1.15	2.03
	6	5.04	2.93	7.29	1.72	1.39	2.47
99	1	1.68	0.94	2.38	0.56	0.45	0.80
	2	4.28	2.43	6.10	1.45	1.16	2.06
	3	0.97	0.53	1.37	0.32	0.26	0.46
	4	1.00	0.55	1.41	0.33	0.26	0.47
	5	3.10	0.61	1.56	0.37	0.29	0.52
	6	2.14	0.63	1.62	0.38	0.30	0.54
	7	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
	8	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

8.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов

Трансформаторы 10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях мощностью до 630 кВА включительно, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ.

Плавким предохранителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи посредством расплавления специальных токоведущих частей (плавких вставок) под воздействием тока, превышающего определенное значение, с последующим гашением возникающей электрической дуги.

На стороне 10 кВ трансформаторов устанавливаются главным образом кварцевые предохранители типа ПК. Кварцевые предохранители имеют несколько важных положительных свойств: они обладают токоограничивающей способностью (благодаря очень быстрому гашению электрической дуги ток КЗ не успевает достичь своего максимального амплитудного значения); плавкие вставки защищены от воздействия внешней среды кварцевым песком и герметично закрытой фарфоровой трубкой, благодаря чему они длительное время не стареют и не требуют замены; конструктивное исполнение предохранителей ПК предусматривает сигнализацию срабатывания, причем контакты сигнального устройства могут давать команду на отключение трехфазного выключателя нагрузки, что предотвращает возможность неполнофазного режима работы трансформатора.

Предохранители выбираются:

– по напряжению $U_{\text{ном}} = U_{\text{сет.ном}}$;

–току плавкой вставки:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, \quad (48)$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.п ах}}, \quad (49)$$

где $I_{\text{к.мах}}$ – максимальное значение тока при КЗ в месте установки, кА (таблица).

Произведем выбор предохранителя на ТП №120

Номинальный ток трансформатора ТМ-400:

$$I_{\text{т. ном}} = \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22,02 \text{ А}$$

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-80-20-УЗ (ПКТ - предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов, 1 - наличие ударного устройства легкого типа; 03 - предохранитель состоит из двух жестко связанных между собой патронов (на каждой фазе), через дефис далее указывается номинальное напряжение в киловольтах (10 кВ), затем номинальный ток предохранителя, равный номинальному току плавкой вставки (80 А) и номинальный ток отключения ($I_{\text{ном.о}} = 20 \text{ кА}$ для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим данный предохранитель по указанным выше условиям:

–току плавкой вставки:

$$I_{\text{п.в}} \geq 2 \cdot I_{\text{т.ном}}, 80 \text{ А} \geq 44,04 \text{ А},$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}}, 20 \text{ кА} > 2,24 \text{ кА}$$

Все условия выполняются, следовательно, предохранитель был выбран правильно.

Результаты выбора предохранителей на остальных ТП приведены в таблице 23.

Таблица 25 – Каталожные и расчетные данные по выбору предохранителей

ТП	Пре до хра ни те ль	Параметры предохранителя		Условия	
		И _{ном} , А	И _{откл} , кА	2· I _{т.ном} , А	И _{п0} , кА
1	2	3	4	5	6
127	ПКТ-103-10-80-20-У 3	80	20	27,5	10,14
135	ПКТ-103-10-80-20-У 3	80	20	11,01	5,37
122	ПКТ-103-10-80-20-У 3	80	20	27,5	4,85
81	ПКТ-103-10-80-20-У 3	80	20	27,5	4,63
125	ПКТ-103-10-80-20-У 3	80	20	44,04	3,86
41	ПКТ-103-10-80-20-У 3	80	20	69,4	3,14
23	ПКТ-103-10-80-20-У 3	80	20	69,4	2,84
42	ПКТ-103-10-80-20-У 3	80	20	44,04	2,54
120	ПКТ-103-10-80-20-У 3	80	20	44,04	2,24
70	ПКТ-103-10-80-20-У 3	80	20	69,4	1,94

8.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

На ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (50)$$

где I_B - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу 24.

Предохранители проверяются:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Таблица 26 – Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	S, кВА	I, А	I _{вст} , А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5	6
120	1	75	109	250	ПН-2 –250
	2	71	102,6	250	ПН-2 –250
	3	79	114,16	250	ПН-2 –250
	4	73	105,49	250	ПН-2 –250
	5	75	109	250	ПН-2 –250
122	1	53	76,59	100	ПН-2 –100
	2	55	79,48	100	ПН-2 –100
	3	54	78,03	100	ПН-2 –100
125	1	123	177,75	250	ПН-2 –250
	2	124	179,19	250	ПН-2 –250
	3	120	173,41	250	ПН-2 –250
127	1	72	104,05	250	ПН-2 –250
	2	70	101,16	250	ПН-2 –250
135	1	40	57,8	100	ПН-2 –100
	2	36	52,02	100	ПН-2 –100
23	1	61	88,15	100	ПН-2 –100
	2	67	96,82	100	ПН-2 –100
	3	71	102,6	250	ПН-2 –250
	4	65	93,93	100	ПН-2 –100
	5	76	109,83	250	ПН-2 –250
	6	81	117,05	250	ПН-2 –250
	7	86	124,28	250	ПН-2 –250
	8	59	85,26	100	ПН-2 –100
41	1	117	169,08	250	ПН-2 –250
	2	119	171,97	250	ПН-2 –250
	3	118	170,52	250	ПН-2 –250
	4	111	160,4	250	ПН-2 –250
42	1	83	119,9	250	ПН-2 –250
	2	79	114,2	250	ПН-2 –250
	3	76	109,8	250	ПН-2 –250
70	1	117	169,08	250	ПН-2 –250
	2	114	164,74	250	ПН-2 –250
	3	118	170,52	250	ПН-2 –250
	4	113	163,29	250	ПН-2 –250

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
81	1	54	78,03	100	ПН-2 –100
	2	58	83,82	100	ПН-2 –100
	3	50	72,25	100	ПН-2 –100
	4	51	73,7	100	ПН-2 –100
82	1	131	189,31	250	ПН-2 –250
	2	137	197,98	250	ПН-2 –250
	3	135	195,09	250	ПН-2 –250
	4	129	186,42	250	ПН-2 –250
	5	136	196,53	250	ПН-2 –250
	6	138	199,42	250	ПН-2 –250
92	1	124	179,19	250	ПН-2 –250
	2	121	174,86	250	ПН-2 –250
	3	120	173,41	250	ПН-2 –250
	4	124	179,19	250	ПН-2 –250
	5	127	183,53	250	ПН-2 –250
	6	126	182,08	250	ПН-2 –250
96	1	127	183,53	250	ПН-2 –250
	2	124	179,19	250	ПН-2 –250
	3	121	174,86	250	ПН-2 –250
	4	131	189,31	250	ПН-2 –250
	5	124	179,19	250	ПН-2 –250
	6	126	182,08	250	ПН-2 –250
99	1	139	200,87	250	ПН-2 –250
	2	137	197,98	250	ПН-2 –250
	3	141	203,76	250	ПН-2 –250
	4	134	193,64	250	ПН-2 –250
	5	135	195,09	250	ПН-2 –250
	6	132	190,75	250	ПН-2 –250
	7	130	187,86	250	ПН-2 –250
	8	134	193,64	250	ПН-2 –250

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}} \cdot \quad (51)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк} . \quad (52)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{по}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B . \quad (53)$$

8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

На КТП помимо предохранителей устанавливаются автоматические выключатели, которые выбираем по расчетному току:

$$I_{ном. расц} \geq I_p , \quad (54)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для примера на вводе в ТП №120 расчётный ток составляет 109 А, поэтому выбираем автомат ВА57-35-340010-250А, с током расцепителя 200 А.

Результаты расчёта для ТП 0,4 кВ сведены в таблицу 25.

Таблица 27 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	№ линии	I, А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
120	1	109	250	ВА57-35-340010-250А
	2	102,6	250	ВА57-35-340010-250А
	3	114,16	250	ВА57-35-340010-250А
	4	105,49	250	ВА57-35-340010-250А
	5	109	250	ВА57-35-340010-250А
122	1	76,59	100	ВА57-35-341210-100А
	2	79,48	100	ВА57-35-341210-100А
	3	78,03	100	ВА57-35-341210-100А
125	1	177,75	250	ВА57-35-340010-250А
	2	179,19	250	ВА57-35-340010-250А
	3	173,41	250	ВА57-35-340010-250А
127	1	104,05	250	ВА57-35-340010-250А
	2	101,16	250	ВА57-35-340010-250А
135	1	57,8	100	ВА57-35-341210-100А
	2	52,02	100	ВА57-35-341210-100А

1	2	3	4	5
23	1	88,15	100	BA57-35-341210-100A
	2	96,82	100	BA57-35-341210-100A
	3	102,6	250	BA57-35-340010-250A
	4	93,93	100	BA57-35-341210-100A
	5	109,83	250	BA57-35-340010-250A
	6	117,05	250	BA57-35-340010-250A
	7	124,28	250	BA57-35-340010-250A
	8	85,26	100	BA57-35-341210-100A
41	1	169,08	250	BA57-35-340010-250A
	2	171,97	250	BA57-35-340010-250A
	3	170,52	250	BA57-35-340010-250A
	4	160,4	250	BA57-35-340010-250A
42	1	119,9	250	BA57-35-340010-250A
	2	114,2	250	BA57-35-340010-250A
	3	109,8	250	BA57-35-340010-250A
70	1	169,08	250	BA57-35-340010-250A
	2	164,74	250	BA57-35-340010-250A
	3	170,52	250	BA57-35-340010-250A
	4	163,29	250	BA57-35-340010-250A
81	1	78,03	100	BA57-35-341210-100A
	2	83,82	100	BA57-35-341210-100A
	3	72,25	100	BA57-35-341210-100A
	4	73,7	100	BA57-35-341210-100A
82	1	189,31	250	BA57-35-340010-250A
	2	197,98	250	BA57-35-340010-250A
	3	195,09	250	BA57-35-340010-250A
	4	186,42	250	BA57-35-340010-250A
	5	196,53	250	BA57-35-340010-250A
	6	199,42	250	BA57-35-340010-250A
92	1	179,19	250	BA57-35-340010-250A
	2	174,86	250	BA57-35-340010-250A
	3	173,41	250	BA57-35-340010-250A
	4	179,19	250	BA57-35-340010-250A
	5	183,53	250	BA57-35-340010-250A
	6	182,08	250	BA57-35-340010-250A

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5
96	1	183,53	250	BA57-35-340010-250A
	2	179,19	250	BA57-35-340010-250A
	3	174,86	250	BA57-35-340010-250A
	4	189,31	250	BA57-35-340010-250A
	5	179,19	250	BA57-35-340010-250A
	6	182,08	250	BA57-35-340010-250A
99	1	200,87	250	BA57-35-340010-250A
	2	197,98	250	BA57-35-340010-250A
	3	203,76	250	BA57-35-340010-250A
	4	193,64	250	BA57-35-340010-250A
	5	195,09	250	BA57-35-340010-250A
	6	190,75	250	BA57-35-340010-250A
	7	187,86	250	BA57-35-340010-250A
	8	193,64	250	BA57-35-340010-250A

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА ПС 35/10 КВ ПРОМЫШЛЕННАЯ

В связи с тем, что для реконструкции системы электроснабжения города Белогорск был выбран Ф-7 ПС 35/10 кВ Промышленная, то выбор и проверка электрооборудования проводилась именно для него.

9.1 Выбор выключателей 10 кВ

Произведем выбор выключателя на ПС Промышленная как головной защитный аппарат для данной линии 10 кВ питающей выбранный для расчета участок.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, импортные, элегазовые, вакуумные, и т.д [9].

При выборе выключателя по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (55)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (56)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для множества аппаратов должно выполняться важное условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (57)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по формуле:

$$B_k = I^2 (t_{\text{но}} + t_{\text{откл}} + T_a), \quad (58)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,055$ с;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$W_k \text{ кА}^2\text{с};$$

Также проверим возможности отключений выключателя аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого нужно определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}; \quad (59)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

Принимаем $\beta_n = 40$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток.

Принимаем $I_{откл} = 32$ кА.

На стороне 10 кВ выбираем КРУ серии К-59 с вакуумными выключателями типа ВВУ-СЭЩ-3-10-40/1000 УХЛ1 /1/.

Сопоставление приведено в таблице 29.

Таблица 28 –Выбор выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 12,5$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_{pmax} = 388$ А	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{по} = 7,24$ кА	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600$ кА ² с	$W = 2,9$ кА ² с	$W_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{уд} = 10,2$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 10,2$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 40$ кА	$I_a = 10,2$ кА	$I_{ат} \leq i_{аном}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

В секционной ячейке устанавливаем выключатель марки ВВУ-СЭЩ-3-10-40/3150 УХЛ1.

9.2 Проверка целесообразности выбора выключателей на стороне 35 кВ

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, импортные, элегазовые, вакуумные, и т.д [9].

Для установки в ОРУ 35 кВ , на стороне линий, вместо масляных выключателей ВМД-35, выбираем выключатель вакуумный (реклоузер) REC35_SMART; коммутационный модуль OSM35_Smart_1(S) со шкафом управления TER_RecUnit_RC7_6

Реклоузер SMART35-программно-аппаратный комплекс, непрерывно измеряющий параметры сети, предназначенный для автоматического обнаружения и устранения аварии, записи её параметров и выдачи информации в систему диспетчерского управления.

Выключатели изготовлены в климатическом исполнении УХЛ1, категории размещения 1 ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1. Они предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом (минус 60°C) при следующих условиях: окружающая среда - невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

- Встроенная система измерения токов и напряжений сети, встроенные функции защиты и автоматики избавляют от необходимости устанавливать внешние устройства (трансформаторы тока и напряжения, внешние терминалы защит и автоматики), прокладывать и контролировать в эксплуатации внешние цепи.

Основным типом коммутационного аппарата на существующих подстанциях 35-110 кВ являются масляные выключатели серии С-35 с электромеханическими защитами (около 80%). Их средний возраст — около 40 лет. Больше всего проблем в эксплуатации доставляют пружинно-моторный привод, требующий постоянного контроля его исправности, а также

изолирующая среда в виде масла. На подстанциях 35 кВ в 20% случаев до сих пор применяются предохранители и ОДКЗ защиты трансформаторов. Подобные решения, с одной стороны, требуют постоянного внимания эксплуатации, что сказывается на операционных расходах компании, с другой стороны — не позволяют эффективно решать задачи защиты силовых трансформаторов и отходящих линий, следовательно, снижают надёжность электроснабжения.

Разработанный на базе реклоузера Smart35 набор решений по замене выключателей, предохранителей и ОДКЗ на подстанциях 35-110 кВ позволяет наиболее оптимальным способом повышать надёжность и эффективность существующих центров питания.

Высокая заводская готовность, простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 29.

Таблица 29– Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{p\max} = 388 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 11,9 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_k = 7,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{уд} = 16,7 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 20 \text{ кА}$	$i_{уд} = 16,7 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 22,63 \text{ кА}$	$I_a = 16,7 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Из полученных результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

9.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Расчетная нагрузка (Z_H) наиболее загруженного трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_H = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_K, \text{ Ом} \quad (60)$$

где Z_K - переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0.1 Ом при установке более трех приборов;

$Z_{\text{приб}}$ - сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_H^2}, \text{ Ом}, \quad (61)$$

где $\sum S$ - суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, В·А;

I_H - номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{\text{пров}}$ - сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \text{ Ом}, \quad (62)$$

где $\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление алюминиевого провода, Ом·м/мм²;

S - площадь сечения провода, мм²;

l - длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м.

Приборы вторичной нагрузки, которые требуется установить в цепях 35 кВ, перечислены в таблице 30

Таблица 30- Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ				
ИТОГО		14,4	6,8	14,4

Для наиболее загруженного встроенного в высоковольтный ввод силового трансформатора и высоковольтного выключателя, трансформаторов тока определяем расчетную нагрузку, контрольный кабель принимаем сечением 4 мм².

$$Z_{2Н.расч} = \frac{14,4}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 1,242 \text{ Ом}$$

Для установки выбираем ТЛ-ЭК-35

Таблица 31 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
U _Н = 35 кВ	U _Р = 35 кВ	U _Р ≤ U _Н

1	2	3
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 388 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{ДИН}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 16,7 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{К}} = 7,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{К}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{I_2^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Нрасч}} = 1,242 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Нрасч}} \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Вывод: трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

9.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учёта и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [19].

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Класс точности ТН для питания счётчиков принимается равным 0,2.

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

Марка, мощность и количество запитанных от ТН-10 приборов вторичной нагрузки, показаны в таблице 32.

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2} ; \quad (63)$$

$$S_P = \sqrt{43,28^2 + 4,4^2} = 43,5 \text{ ВА}$$

Условия выбора, каталожные и расчетные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 33.

Таблица 32 - Измерительные приборы и приборы учета

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	7КТ1 1	2	1	1	0	2	2	0
Ваттметр	7КТ1 30	5	3	1	0	2	4,5	0
Варметр	7КТ1 30	5	3	1	0	2	13,5	0
Счетчик АЭ	Меркурий 230	2,4	2	0,38	0,925	4	1,82	4,4
Счетчик РЭ								
Сумма							43,28	4,4

Таблица 33 - Проверка выбранных ТН-10

Тип	Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3	4
НАМИ-СЭЩ-10-1	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{НОМ}=10 \cdot \sqrt{3}$ кВ	$U_{УСТ}=10 \cdot \sqrt{3}$ кВ
	$S_{2НОМ} \geq S_{2РАСЧ}$	$S_{2НОМ}=1000$ В·А	$S_{2РАСЧ}=43,28$ В·А

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

9.5 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжения нелинейный (ОПН) – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозных и внутренних перенапряжений.

Для ОПН основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;

Выберем ОПН на стороне 35 кВ.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения, которое для сетей 35 кВ определяется по формуле, кВ:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном};$$

$$U_{н.р.} = 1,15 * 35 = 40,25 \text{ кВ} \quad (64)$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_v , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счёт сокращения кратности воздействия на ОПН, исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48.

Расчётная величина длительно-допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.дл.-доп.} = \frac{U_{н.р.}}{K_v}, \quad (65)$$

$$U_{р.дл.} = \frac{40,25}{1,48} = 27,2 \text{ кВ}$$

По длительно-допустимому напряжению предварительно выбираем ОПН-35/680/40,5-ШУХЛ1.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле, кДж/кВ:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (66)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения, $U = 274 \text{ кВ}$;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 214 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 403 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны, с;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (67)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны;

l – длина защищенного подхода.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс.}$$

Поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(274 - 214)}{403} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 140 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \tag{68}$$

$$\mathcal{E} = \frac{140}{35} = 4 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ограничитель перенапряжения нелинейный:

ОПН-35/680/40,5-III УХЛ1.

Результаты выбора ОПН представлены в таблице 34.

Выбранный ОПН имеет 4 класс энергоёмкости.

Таблица 34 - Выбор ОПН

Тип ОПН	ОПН-35/680/40,5-IIIУХЛ1
1	2
Номинальное напряжение ОПН, кВ	35
Наибольшее длит.-допуст. рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность, А	450
Удельная энергоёмкость, кДж/кВ	5

10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

10.1 Выбор и проверка заземления на подстанции Промышленная

Заземляющее устройство подстанции 35/10 кВ Промышленная должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом, так как заземляющее устройство используется также и для установок подстанции напряжением до 1000 В [14].

Грунт в месте сооружения ПС – глина, климатическая зона II. Время действия релейной защиты 0,255 с. Полное время отключения выключателя 0,055 с. Имеется искусственный заземлитель: система трос – опора с сопротивлением заземления 1,3 Ом (данные проведенных замеров). Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя составляет $r = 60$ Ом, повышающие коэффициенты для климатической зоны II принимаем равным: 1,5 для горизонтальных электродов, длиной 5 м при глубине заложения их вершин 0,8 м, для вертикальных 1,2.

Принимается: диаметр $d = 14$ мм и длина прутка $L_b = 5$ м с сечением $S_{пр.в} = 154$ мм² для вертикального заземлителя; металлическая полоса 40 мм×4 мм с поперечным сечением $S_{пол} = 160$ мм² для горизонтального заземлителя; расстояние между горизонтальными заземлителями b принимается равным 6 метрам; ширина ОРУ-35 25 метров, длина 29 метров [5].

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить предварительную площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5) \quad (69)$$

$$S = (25+2 \cdot 1,5) \cdot (29+2 \cdot 1,5) = 896 \text{ м}^2$$

где A – ширина территории ОРУ, м;

B – длина территории ОРУ, м.

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_K^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (70)$$

где I_K - ток короткого замыкания шин 35 кВ;

t - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

β - коэффициент, для стали равный 21;

$$I_K = 3 \cdot I_K^{(3)} \quad (71)$$

$$I_K = 3 \cdot 7,8 = 23,4 \text{ кА}$$

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{23400^2 \cdot 0,255}{400 \cdot 21}} = 107 \text{ мм}^2$$

$$S_{пр.в} \geq F_{т.с.}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{кор.} = \pi \cdot S_{сп} \cdot (D_z + S_{сп}) \quad (72)$$

$$S_{сп.} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (73)$$

где T – время использования заземлителя в месяцах, за 20 лет, $T = 240$ месяцев;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, зависящие от грунта, $a_k = 0,005$, $\alpha_k = 0,243$, $b_k = 0,0031$, $c_k = 0,041$.

$$S_{сп.} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм},$$

$$q_{кор.} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (14 + 0,1) = 4,42 \text{ мм}$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{т.с.} + q_{кор.} < q_{м.л.}, \quad (74)$$

$$107 + 4,42 = 111,42 < 154$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы трос-опора по формуле:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C}, \text{ Ом,} \quad (75)$$

где $r_C=1,3$ Ом сопротивление системы трос - опора.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ Ом}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,812 \text{ Ом}$$

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2\pi \cdot L} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (76)$$

где $\rho_{\text{ЭКВ}}$ - эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

L_B - длина электрода, м ;

d - внешний диаметр электрода, м ;

T - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, в нашем случае $L/2+0,8$ м.

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}} \text{ Ом}\cdot\text{м} \quad (77)$$

где $\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление грунта, для этой местности 60 Ом·м;

$K_C=1,2$ - значение сезонного климатического коэффициента

сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5..0,8

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 1,2 \cdot 60 = 72 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$R_0 = \frac{72}{2\pi \cdot 3} * \left(\ln \left(\frac{2 * 5}{0.014} \right) + 0.5 * \ln \left(\frac{4 * 3.3 + 5}{4 * 3.3 - 5} \right) \right) = 16 \text{ Ом}$$

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным $\eta_B = 0,6$:

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n} \quad (78)$$

$$n_0 = \frac{16}{0,6 \cdot 0,812} = 33 \text{ шт.}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов порядка 30 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной, равном 1 равен $\eta_\Gamma = 0,24$ [6].

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_\Gamma = \frac{1}{\eta_\Gamma} \cdot \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t}, \quad \text{Ом}, \quad (79)$$

где $b=0,04$ - ширина заземлителя, м;

P - периметр контура, м;

$\eta_\Gamma = 0,24$ - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей.

t – заглубление горизонтального заземлителя (глубина траншеи)

$t = 0,8$ м.

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}}, \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (80)$$

где $K_C = 1,5$, коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;

$\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_\Gamma = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{90}{2 \cdot 3,14 \cdot 108} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 108 \cdot 108}{0,04 \cdot 0,8} \right) = 7,5 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_H}{R_\Gamma - R_H} \text{ Ом} \quad (81)$$

$$R_B = \frac{7,5 \cdot 0,812}{7,5 - 0,812} = 0,911 \text{ Ом}$$

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования $\eta_B=0,47$, принятого при числе электродов порядка 30 и отношении расстояний между вертикальными электродами и их длине равном 1:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B} \quad (82)$$

$$n_B = \frac{16}{0,911 \cdot 0,47} = 38 \text{ шт}$$

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_b = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (83)$$

где a – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_b = \frac{29+3}{6} = 6 \text{ шт}$$

Поперечных:

$$n_a = \frac{25+3}{6} = 5 \text{ шт}$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_T = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 294 \text{ м}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 720 \text{ м}^2 \quad (84)$$

Средняя длина полос:

$$L_{cp} = \frac{25 + 3 + 29 + 3}{2} = 30 \text{ м}$$

Среднее количество полос:

$$n_{cp} = \frac{294}{30} + 1 = 11 \text{ шт}$$

Окончательно к установке принимаем 6 полос по 32 метра и 5 полос по 28 метров с 38 вертикальными заземлителями. Все соединения элементов

заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест.

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{ОРУ} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{\eta \cdot (n_B \cdot R_B + n_{CP} \cdot R_\Gamma)}, \quad (85)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя, $\eta = 0,5$.

$$R_{ОРУ} = \frac{0,911 \cdot 7,5}{0,5 \cdot (38 \cdot 7,5 + 11 \cdot 0,911)} = 0,05 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ}, \text{ Ом}, \quad (86)$$

где α_u - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{э\text{кв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (87)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4752}}{(90 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,55$$

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ} = 1,55 \cdot 0,05 = 0,071 \text{ Ом}$$

$$0,071 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-35 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

10.2 Проверка молниезащиты подстанции

По данным параметров ячейки определим размеры ОРУ-35:

размеры ОРУ: ширина – С = 25 м;

длина – В = 29 м;

Место установки и высоту молниеотводов нужно выбирать так, чтобы они обеспечивали зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, а также должны быть защищены линейные порталы.

В нашем случае молниеотводы расположены на линейных порталах. Принимаем высоту защищаемого объекта – линейный портал [4].

Высота молниеотвода $h=16$ м

Расстояние между молниеотводами $L = 20$ м

Высота защищаемого объекта $h_x = 8$ м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{эф} = 0,85 * h = 13.6 \text{ м} \quad (88)$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 * h) * h = 17.1 \text{ м} \quad (89)$$

$$r_{c0} = r_0 = 17.1 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1cX} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \text{ м} \quad (90)$$

$$h_{1cx} = 13.6 - (0.17 + 0.0003 * 16) * (20 - 16) = 12.9 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1cX} = r_{c0} \cdot \frac{h_{1cX} - h_x}{h_{1cX}} \text{ м} \quad (91)$$

$$r_{1cx} = 17.1 * \frac{12.9 - 8}{12.9} = 6.5 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} = r_0 * \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) = 17.1 * (1 - 0,6) = 7.04 \text{ м}$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{cx} , м
1	2	3	4	5	6	8
1 и 2	20	13.6	17.1	7.04	12.9	6.5
2 и 3	20				12.9	6.5
3 и 4	20				12.9	6.5

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Основное предназначение релейной защиты является обеспечение с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети. Основные требования, предъявляемые к релейной защите, следующие: надежное отключение всех видов повреждений, чувствительность защиты, избирательность (селективная) действия – отключение только поврежденных участков, простота схем, быстродействие, наличие сигнализации о повреждениях.

11.1 Защита линий 10 кВ

Терминалы защиты линий 10 кВ установлены непосредственно в ячейках КРУ-10 кВ и включает в себя следующие функции:

- автоматика управления выключателем 10 кВ;
- токовая отсечка (ТО) с действием на отключение выключателя без выдержки времени;
- МТЗ с действием на отключение выключателя с выдержкой времени;
- УРОВ с действием на отключение выключателя ввода 10 кВ;
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ;
- двухкратное АПВ;
- ЗДЗ;
- логическая защита шин.

Произведем расчет защит линий:

Для примера представим выбор защиты на Ф-7 от ПС 35/10 кВ Промышленная.

К установке принимаем микропроцессорную защиту марки «Сириус-2-Л».

Устройства «Сириус-2-Л» предназначены для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 3–35 кВ.

Устройства имеют специальное исполнение «И5», обеспечивающее наиболее полный функционал при построении «цифровых подстанций» и развертывании «Smart Grid».

Рассчитаем максимальную токовую защиту

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{с/з} \cdot I_{раб}}{k_g}; \quad (92)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый для реле типа «Сириус-2Л» равным $k_n = 1.1$;

$k_{с/з}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаем равным единице;

k_g – коэффициент возврата, принимаемый для реле типа «Сириус-2Л» равным $k_g = 0,92 - 0,95$;

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

Максимальный ток нагрузки: $I_{раб} = 388$ А;

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 388 = 449,3 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле находится по формуле:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot \left(\frac{K_{сх}}{птт} \right), \quad (93)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы ($k_{сх} = \sqrt{3}$);

$птт$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = 449,3 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{5} \right) = 12,9$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (94)$$

где $I_{\text{эс}}^{(2)}$ – минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{988,5}{449,3} = 2,2$$

$$2,2 \geq 1,5$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (95)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование (0 с);

Δt – ступень селективности.

Ступень селективности принимаем равной 0.5 с для резервной защиты.:

$$\Delta t = 0.5;$$

$$t_1 = 0 + 0.5 = 0.5 \text{ с.}$$

Рассчитаем токовую отсечку.

Составляем расчетную схему:

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{кmax}}^{(3)}, \quad (96)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, для «Сириус-2Л» равен 1,6;

$I_{\text{эмакс}}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Ток срабатывания реле находится по выражению:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{n_{\text{ТА}}} \cdot k_{\text{сх}}; \quad (97)$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = 1,6 * 7,24 = 11,6 \text{ кА}$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{11,6}{60} * \sqrt{3} = 334 \text{ А}$$

Расчет уставок релейной защиты в остальных петлях производится аналогично.

Результаты расчета сводим в таблицу 36.

Таблица 36 – Результаты расчета защиты линий

Номер линии	МТЗ			МТО		
	Ис.з., А	Ис.р., А	k_{\pm}	Ис.з., кА	Ис.р., А	k_{\pm}
1	2	3	4	5	6	7
Ф-7	449,3	12,9	2,2	11,6	334	1,6

11.2 Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ

Как и линии, трансформаторы необходимо защитить от аварийных ситуаций, вызванных возникновением перенапряженностей и коротких замыканий, путем установки различных типов защит.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВ·А (включительно) можно отнести следующие:

- 1) однофазные короткие замыкания между витками одной фазы;
- 2) однофазные короткие замыкания на землю;
- 3) междуфазные короткие замыкания в обмотках;
- 4) междуфазные короткие замыкания на вводах;
- 5) внутренние повреждения («пожар в стали» магнитопровода).

Расчет защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку плавких вставок предохранителей.

Плавкие предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока

(номинального тока плавкой вставки). Одним из основных достоинств предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать цепь при коротком замыкании, а так же ограничивать ток в цепи при КЗ (ПК). Именно по этому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

Вводимые трансформаторы будем защищать с помощью установки плавких предохранителей типа ПКТ, которые встраиваются в выключатели нагрузки типа ВНА.

11.3 Релейная защита и автоматика силового трансформатора 35/10 кВ

На трансформаторе предусматриваются следующие устройства РЗА:

1. Комплект дифференциальной токовой защиты трансформатора (ДЗТ);
2. Резервные защиты на сторонах высшего и низшего напряжений.

Резервные защиты на сторонах высшего и низшего напряжения трансформатора выполняются в виде максимальной токовой защиты с возможностью комбинированного пуска по напряжению.

3. Газовая защита трансформатора с двумя степенями. Первая ступень срабатывает с действием на сигнал, вторая ступень с действием на отключение трансформатора со всех сторон. Предусмотрена возможность вывода второй ступени газовой защиты при срабатывании с действием только на сигнал.

Газовая защита РПН действует на отключение трансформатора со всех сторон. Предусмотрена возможность вывода газовой защиты РПН при срабатывании с действием только на сигнал.

Газовые реле действуют через комплект основной защиты трансформатора и комплект резервной защиты стороны ВН трансформатора. Необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами.

4. Защита от перегрузки с действием на сигнал.

5. Автоматика охлаждения.

6. Устройство автоматики, управления и сигнализации РПН.

11.4 Основная защита трансформатора 35/10 кВ

Первый комплект реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- цепи газовой защиты трансформатора и его устройства РПН;
- газовая защита трансформатора и бака РПН;
- устройство резервирования отказа выключателя стороны ВН;
- максимальная токовая защита ВН с пуском по напряжению;
- максимальная токовая защит НН с пуском по напряжению;
- защита трансформатора от перегрузки;
- устройство пуска охлаждения трансформатора;
- устройство блокировки РПН;
- цепи отключения от дуговой защиты НН с возможностью контроля по току.

ДЗТ со стороны высшего напряжения подключена к выносным трансформаторам тока в цепи выключателя 35 кВ, со стороны низшего напряжения – к трансформаторам тока в КРУ 10 кВ в ячейке ввода 10 кВ, а также к трансформатору напряжения на шинах 10 кВ.

ДЗТ действует без выдержки времени на отключение трансформатора со всех сторон: отключение выключателя 35 кВ, отключение выключателя ввода 10 кВ, а также на пуск УРОВ и запрет АПВ данных выключателей.

Для защиты трансформатора от внутренних повреждений предусматривается двухступенчатая газовая защита трансформатора. Первая ступень действует на предупредительную сигнализацию, вторая - на отключение трансформатора со всех сторон с пуском УРОВ и запретом АПВ. Предусмотрен перевод действия ГЗ на сигнал.

Также предусматривается непрерывный контроль изоляции цепей газовых защит.

Комплекс технологических защит и автоматики охлаждения трансформатора включает в себя датчики температуры обмотки и масла I и II ступени и уровня масла I и II ступени, токовые органы для пуска охлаждения.

Автоматика охлаждения в зависимости от заданных параметров и уставок действует на отключение трансформатора или на сигнал.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий на ПС «Промышленная», 35/10 кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации [2].

12.1 Безопасность

12.1.1 Безопасность работников при строительстве линий электропередач

Весь персонал, участвующий в строительных, монтажных и наладочных работах по сооружению кабельных и высоковольтных линий электропередачи, должен пользоваться защитными касками.

К самостоятельным верхолазным работам допускаются рабочие и специалисты не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными, имеющие стаж верхолазных работ не менее одного года и тарифный разряд не ниже III.

Работники, впервые допускаемые к верхолазным работам, в течение одного года должны работать под непосредственным надзором опытных рабочих, назначенных приказом руководителя организации.

Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по безопасности и схемам присоединений под руководством работников действующей электроустановки, о чем должна быть произведена соответствующая запись в журнале учета инструктажей.

Персоналу необходимо знать, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Электромонтажные работы в действующих электроустановках энергопредприятий (электростанциях, котельных, подстанциях и др.) должны

выполняться после снятия напряжения со всех токоведущих частей, находящихся в зоне производства работ, отсоединения их от действующей части электроустановки (разрезанием шлейфов, снятием перемычек и др.) и заземления.

Зона работ, выделенная для строительной-монтажной организации, должна быть выгорожена сплошным или сетчатым ограждением, препятствующим проникновению электромонтажного персонала в действующую часть электроустановки.

Согласно п. 1.3.16 [1] на ВЛ при допуске бригады допускающий должен установить по одному заземлению на участке работы каждой бригады.

К работе по установке (снятию) заземления может быть привлечен в качестве члена бригады работник из персонала строительной-монтажных организаций с группой по электробезопасности не ниже III.

К работам в охранной зоне линий электропередачи, находящихся под напряжением, допускающий из персонала эксплуатационного предприятия должен допустить лично каждую бригаду строительной-монтажной организации.

Если линия электропередачи отключена и заземлена, то допускающему разрешается допускать ответственного руководителя строительной-монтажной организации, который затем должен сам допускать своих работников.

12.1.2 Безопасность работников при испытаниях

В соответствии с п. 2.1. [19] к проведению измерений и испытаний электрооборудования допускается персонал, прошедший специальную подготовку и проверку знаний Правил охраны труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок (далее - Правил) комиссией, в состав которой включаются специалисты по испытаниям оборудования, имеющие V группу - в электроустановках напряжением выше 1000 В и IV группу - в электроустановках напряжением до 1000 В.

Производитель работ, занятый испытаниями электрооборудования, а также работники, проводящие испытания единолично с использованием

стационарных испытательных установок, должны пройти месячную стажировку под контролем опытного работника.

При несчастном случае работник обязан оказать первую помощь пострадавшему до прибытия медицинского персонала.

При несчастном случае с самим работником, в зависимости от тяжести травмы, он обращается за медицинской помощью в здравпункт или сам себе оказывает первую помощь (самопомощь). О каждом несчастном случае или аварии пострадавший, или очевидец обязан немедленно известить своего непосредственного руководителя.

12.1.3 Безопасность работников при вводе в эксплуатацию ТП

К работам на трансформаторных подстанциях и в распределительных пунктах предъявляются повышенные требования в безопасности труда. Еще до назначения на самостоятельную работу электромонтеру необходимо пройти обучение безопасным методам труда, вводный инструктаж по безопасности труда, первичный инструктаж на рабочем месте, первичную проверку знаний ПТБ, ПТЭ, правил пожарной безопасности и инструкций в объеме необходимом для данной профессии, дублирование в течении нескольких смен под руководством опытного наставника. И только после прохождения всех ступеней подготовки электромонтер может приступить к самостоятельной работе.

В процессе работы электромонтер по обслуживанию трансформаторных подстанций и распределительных пунктов должен проходить повторные инструктажи (не реже 1 раза в месяц), специальную подготовку (не реже 1 раза в месяц), контрольную противоаварийную тренировку (не реже 1 раза в 3 месяца), контрольную противопожарную тренировку (не реже 1 раза в полгода), периодическую проверку знаний ПТБ, ПТЭ, правил пожарной безопасности и инструкций (1 раз в год), а также медицинский осмотр - 1 раз в 2 года.

Большое значение придается экипировке. Это специальная одежда и обувь, защитная каска, противогаз, защитная маска или очки, а в случае необходимости - предохранительный монтерский пояс.

Инструмент с изолирующими рукоятками в процессе эксплуатации подвергается периодическим электрическим испытаниям. Защитные средства должны быть испытаны и иметь штамп с указанием срока годности. Электромонтеру необходимо помнить, что от исправности приборов и инструментов, спецодежды и приспособлений зависит его жизнь.

Мастерская участка - это постоянное рабочее место электромонтера. Здесь нужно соблюдать порядок, всему должно быть свое место. Перед началом работы необходимо убрать лишние предметы, отрегулировать местное освещение так, чтобы рабочая зона была достаточно освещена, но, при этом, свет не слепил глаза.

Основная работа, которая проводится на трансформаторной подстанции КТП - это планово-предупредительные ремонты, периодические и внеочередные осмотры. Большинство работ по профилактическому обслуживанию и ремонту трансформаторных подстанций и распределительных пунктов осуществляется с отключением электрооборудования.

Эти работы требуют тщательно подготовки рабочего места, при которой должны быть выполнены организационные и технические мероприятия, направленные на безопасное выполнение работ. Для этого мастер оформляет наряд с назначением ответственных лиц за безопасное выполнение работ. В зависимости от группы по электробезопасности, опыта, опыта электроустановки и сложности схемы электромонтер может быть назначен в качестве допускающего, производителя работ или члена бригады.

Допускающий или производитель работ получив от мастера наряд или устное распоряжение знаками бригаду с содержанием работы, в зависимости от которой подбираются необходимые спецодежда, защитные средства,

инструменты, приспособления и материалы. Подготовив все необходимое, бригада отправляется к месту проведения работ.

По прибытию на место бригада получает разрешение на подготовку рабочего места и на допуск от дежурного. Разрешение на подготовку рабочего места и на допуск оформляется в наряде. Подготовка рабочего места производит допускающий совместно с производителем работ.

Для подготовки рабочего места при работе требующей снятия напряжения необходимо произвести указанные в наряде переключения в электроустановке. В электроустановках с каждой стороны откуда может быть подано напряжение на рабочее место должен быть видимы разрыв, образуемый отсоединением шин и проводов, отключением коммутационных аппаратов, снятием предохранителей. Все отключения здесь выполняют в диэлектрических перчатках.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении, но если обстоятельства не позволяют сделать это, то необходимо воспользоваться изолирующими клещами, штангой с применением перчаток и защитных очков. После того, как коммутационная аппаратура отключена необходимо принять меры, препятствующие ее самопроизвольному включению, т. е. выключатели нагрузки, ручные приводы в отключенном состоянии запираются на замок.

В электроустановках напряжением более 1000 В использовать указатель напряжения необходимо в диэлектрических перчатках. В электроустановках свыше 1000 В проверять отсутствие напряжения разрешается одному работнику из дежурного или оперативно-дежурного персонала с 4 группой по электробезопасности, а в электроустановках до 1000 В с 3 группой. Здесь для проверки отсутствия напряжения можно использовать двухполюсный указатель фазного и линейного напряжения.

Электроустановка заземляется путем включения заземляющих ножей или установкой переносных заземлений. Их сначала присоединяют к

заземляющему устройству, а затем, после проверки отсутствия напряжения, устанавливают на токоведущие части.

В электроустановках свыше 1000 В заземления устанавливаются двумя работниками - одним с 4 группой по электробезопасности из числа оперативного персонала, другим с 3 группой по электробезопасности. Применение диэлектрических перчаток и изолирующей штанги обязательно! Зажимы переносных заземлений следует закреплять при помощи штанги или непосредственно руками в диэлектрических перчатках.

На подготовленных рабочих местах вывешиваются плакаты "Работать здесь". Оставшиеся под напряжением токоведущие части ограждаются и вывешиваются плакаты "Стой. Напряжение".

12.1.4 Безопасность работников при реконструкции сети

К опасным зонам с постоянным присутствием опасных производственных факторов в строительном производстве, отражаемым в организационно-технологической документации на строительное производство, относятся:

- 1) места на расстоянии ближе 2 м от незаземленных токоведущих частей электроустановок;
- 2) места на расстоянии ближе 2 м от неогражденных (отсутствие защитных ограждений) перепадов по высоте 1,8 м и более либо при высоте защитных ограждений менее 1,1 м.

К опасным зонам с возможным воздействием опасных производственных факторов относятся:

- 1) участки территории строящегося здания (сооружения);
- 2) этажи (ярусы) зданий и сооружений, над которыми происходит монтаж (демонтаж) конструкций или оборудования;
- 3) зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов;
- 4) места, над которыми происходит перемещение грузов кранами.

На границах зон с постоянным присутствием опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон с возможным воздействием опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

При обнаружении нарушений требований охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности - прекратить работы и информировать непосредственного руководителя (производителя работ).

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников непосредственные руководители (производители работ) обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

При проведении строительного производства на обособленном участке принятие мер по обеспечению безопасности и охраны труда работников и организации противопожарных мероприятий возлагается на лицо, осуществляющее строительные работы.

12.2 Экологичность

12.2.1 Влияние ПС на атмосферу

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относится и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освобожденные атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF₆ практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся

незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF .

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслonaполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

12.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

12.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Согласно [6] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ОРУ 35 кВ подстанции «Промышленная» стоят два трансформатора ТДНС-10000/35/10. Габариты трансформатора: длина А=4,27 м; ширина В=2,9

м; высота $H=4,42$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 7,5$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике, так как в соответствии с ПУЭ п. 4.2.70 для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторе (реакторов) с массой масла более 1 т в единице (одном баке) и баковых выключателей 110 кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрооборудования не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе более 2 до 10 т; 1,5 м при массе более 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньшим на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее 2 м.

Для трансформаторов (реакторов) мощностью до 10 МВ·А допускается выполнение маслоприемников без отвода масла. При этом маслоприемники должны выполняться заглубленными, рассчитанными на полный объем масла, содержащегося в установленном над ними оборудовании, и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан толщиной не менее 0,25 м слой чистого гравия или промытого гранитного щебня либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

[25]

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{7,5}{0,85} = 8,82 \text{ м}^3 \quad (98)$$

Зная объем, который занимает масло, а также длина $A=4,27$ м; ширина $B=2,9$ м; высота $H=4,42$ м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник:

$$S_{МП} = (A + 2 * \Delta) * (B + 2 * \Delta) = (4,27 + 2 * 1) * (2,9 + 2 * 1) = 30,72 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 * (A + B) * H, \text{ м}^2, \quad (99)$$

$$S_{БПТ} = 2 * (4,27 + 2,9) * 4,42 = 63,38 \text{ м}^2;$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = I * t * (S_{МП} + S_{БПТ}), \text{ м}^3, \quad (100)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I=0,2$ л/с · м²;

$S_{БПТ}$ - площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{H_2O} = (30,72 + 63,38) * 0,2 * 1800 = 33878,1 \text{ л} = 33,9 \text{ м}^3.$$

Полный объем маслоприемника с учетом объема трансформаторного масла и воды, поступающей в маслоприемник от средств пожаротушения:

$$V_{МСБ(TM+H_2O)} = V_{TM} + 0,8 * V_{H_2O}, \text{ м}^3, \quad (101)$$

$$V_{МСБ(TM+H_2O)} = 8,82 + 0,8 * 33,9 = 35,93 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприёмника

$$H_{МП} = h_{TM+H_2O} + h_{Г} + h_{В}$$

где h_{TM+H_2O} – толщина слоя трансформаторного масла и воды, м;

$h_{Г}$ – толщина слоя гравия, м;

$h_{В}$ – толщина воздушного промежутка, м.

Определяем толщину слоя трансформаторного масла и воды:

$$h_{TM+H_2O} = \frac{V_{МСБ(TM+H_2O)}}{S_{МП}} = \frac{35,93}{30,72} = 1,16 \text{ м} \quad (102)$$

$$H_{МП} = 1,16 + 0,25 + 0,05 = 1,47 \text{ м}$$

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь 30,723 м²; объём масла – 8,82 м³; объём маслоприёмника 35,93 м³, глубина маслоприёмника 1,47 м.

Конструкция маслоприемника приведена на рисунке 14



Рисунок 9– Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды (эскиз)

12.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 35/10 кВ «Промышленная» находится в 140 метрах от границы жилого дома, поэтому перед установкой трансформатора ТДНС-10000/35/10 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно - гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА (ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля):

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (103)$$

Таблица 37 - Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории	Уровень звуковой мощности, дБА
1	2	3	4	5	6
2	трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха	10	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым зданиям, домам отдыха, домам-интернатам для престарелых и инвалидов, пансионатам	87

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (104)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука $ДУ_{LA}$, который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$ДУ_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (105)$$

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - ДУ_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (106)$$

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 10$ МВ·А, $U_{НОМ} = 35$ кВ, трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности $L_{WA} = 87$ дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \log(2 * 10^{0,1*87}) = 90 \text{ дБА}$$

Согласно СП 51.13330.2011 «Территория, непосредственно прилегающая к жилым зданиям, домам отдыха, домам-интернатам для престарелых и инвалидов» составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1*(90-45)}}{2 \cdot \pi}} = 71,05 \text{ м}$$

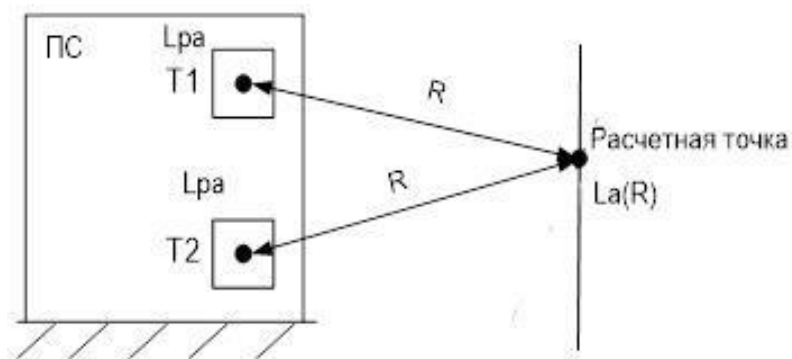


Рисунок 10 - Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 35/10 кВ «Промышленная» находится на удалении более 140 метров от близлежащей постройки, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

12.3 Чрезвычайные ситуации

12.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре

Территория объекта должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов, мусора, тары, опавших листьев, травы и т.п.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием дороги и проезды вокруг зданий.

Противопожарные расстояния между зданиями и сооружениями не разрешается использовать под складирование материалов, оборудования и тары, для стоянки транспорта.

Территория ПЭС должна иметь капитальное ограждение и оборудована контрольно-пропускным пунктом (в случае необходимости), а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами, в том числе нормами по охране ПС и т.д.

Дороги, проезды и подъезды к зданиям, сооружениям, открытым складам, подстанциям, наружным пожарным лестницам и водоисточникам, используемым для целей пожаротушения, должны быть всегда свободными для проезда пожарной техники, содержаться в исправном состоянии, а зимой регулярно очищаться от снега и льда.

О закрытии дорог или проездов для их ремонта или по другим причинам, препятствующим проезду пожарных машин, необходимо немедленно сообщать в подразделения пожарной охраны. На период закрытия дорог в соответствующих местах должны быть установлены указатели направления объезда или устроены переезды через ремонтируемые участки и подъезды к водоисточникам.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог, под арками и в местах расстановки пожарной техники по плану пожаротушения.

Во всех административных зданиях управлений ДЗО (ПЭС), зданиях административно-бытового, производственного и вспомогательного назначения ПЭС должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала. В процессе эксплуатации следует обеспечивать содержание зданий, сооружений, оборудования и работоспособность систем противопожарной защиты в соответствии с требованиями проектной и технической документации на них.

Проживание людей в зданиях и сооружениях производственного и складского назначения, расположенных на территории ДЗО (ПЭС) запрещается.

Запрещается оставлять по окончании рабочего времени не обесточенными электроустановки и бытовые электроприборы в помещениях, в которых отсутствует дежурный персонал, за исключением дежурного освещения, автоматических систем противопожарной защиты, а также других электроустановок и электротехнических приборов, если это обусловлено их функциональным назначением и (или) предусмотрено требованиями инструкции по эксплуатации.

Складские, производственные, административные и общественные помещения, места открытого хранения веществ и материалов, а также размещения технологических установок должны быть обеспечены табличками с номером телефона для вызова пожарной охраны.

На объекте с массовым пребыванием людей, а также на объекте с рабочими местами на этаже для 10 и более человек должны быть разработаны и на видных местах вывешены планы (схемы) эвакуации людей при пожаре,

на которых должны быть обозначены места для хранения первичных средств пожаротушения.

Планы эвакуации утверждаются руководителем организации и могут быть выполнены как на бумажном носителе, так и в фотолюминесцентном исполнении.

Изготовление и применение планов эвакуации в фотолюминесцентном исполнении необходимо осуществлять в соответствии с требованиями действующего ГОСТ Р.

Планы (схемы) эвакуации вывешиваются в местах, указанных на плане (схеме).

На объекте с массовым пребыванием людей также должна быть разработана инструкция о действиях персонала по эвакуации людей при пожаре, по которой не реже 1 раза в полугодие должны проводиться практические тренировки со всеми лицами, осуществляющими свою деятельность на объекте.

12.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам.

Светильники аварийного освещения на путях эвакуации с автономными источниками питания должны быть обеспечены устройствами для проверки их работоспособности при имитации отключения основного источника питания. Ресурс работы автономного источника питания должен обеспечивать аварийное освещение на путях эвакуации в течение расчетного времени эвакуации людей в безопасную зону.

Электрооборудование без средств пожаровзрывозащиты не допускается использовать во взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных помещениях зданий и сооружений, не имеющих направленных на исключение опасности появления источника зажигания в горючей среде дополнительных мер защиты.

Взрывозащищенное электрооборудование допускается использовать в пожароопасных и непожароопасных помещениях, а во взрывоопасных

помещениях - при условии соответствия категории и группы взрывоопасной смеси в помещении виду взрывозащиты электрооборудования.

Электроустановки должны монтироваться в соответствии с ПУЭ, ППБ, технической документации заводов изготовителей, проектных решений и эксплуатироваться с соблюдением номинальных режимов работы в соответствии с ПТЭ.

Лицо, ответственное за состояние электроустановок (электрохозяйство) назначается распорядительным документом по предприятию.

Помещения распределительных устройств, подщитовые помещения должны содержаться в чистоте.

Не допускается прокладывание воздушных линий электропередачи и наружных электропроводок над горючими кровлями и открытыми складами горючих материалов.

12.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

Ответственность за исправность, ремонт, сохранность и готовность к действию огнетушителей в подразделениях возлагается на лиц, уполномоченных на это распоряжением по предприятию (структурному подразделению).

Каждый огнетушитель, установленный в помещении должен иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской.

Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться.

Огнетушители располагаются на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 м. Расположение огнетушителей в коридорах, проходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

При эксплуатации огнетушителей не допускается:

Попадание на корпус огнетушителей влаги, прямых солнечных лучей и осадков;

Нахождение огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя.

Температура эксплуатации и хранения углекислотных огнетушителей от -40 до +50 С, порошковых от -40 до +50 С.

Ответственность за содержание сетей противопожарного водоснабжения, их исправное состояние и работоспособность на нужды пожаротушения возлагается на лицо, закрепленное приказом по предприятию.

Пожарные краны противопожарного водопровода должны быть укомплектованы рукавами и стволами. Пожарный рукав должен быть присоединён к крану и стволу. Периодичность проверки состояния пожарных кранов и перемотка пожарных рукавов - не менее одного раза в год (для изменения места скатки).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был предложен вариант реконструкции системы электроснабжения части города Белогорск с центром питания подстанция Промышленная 35/10 кВ.

Задачи, поставленные в самом начале выпускной квалификационной работы, были выполнены.

Был произведен расчет токов короткого замыкания. В соответствии с полученными значениями токов КЗ было выбрано основное электрооборудование с учетом климатического исполнения. Произведен расчет электрических нагрузок потребителей ПС 35/10 кВ «Промышленная». Произведено проектирование распределительной сети 10 кВ питающей потребителей. Осуществлена проверка устанавливаемого оборудования на действие токов короткого замыкания.

Выбор основного электрооборудования было произведено по классу напряжения и максимальному рабочему току и проверено на термическую и динамическую стойкость.

Была рассчитана МТЗ и МТО.

Защита ГПП от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на конструкциях ОРУ 35 кВ.

Приведены требования правил электробезопасности и пожарной безопасности, необходимые для исполнения на данном виде электроэнергетических объектов, рассмотрен расчет маслоприемника, предназначенного для защиты окружающей среды от аварийного выброса трансформаторного масла.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ»
- 2 ГОСТ 32144-2013. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения" (введен в действие Приказом Росстандарта от 22.07.2013 N 400-ст)
- 3 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.
- 4 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.
- 5 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.
- 6 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)
- 7 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.
- 8 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – 4-е изд., доп. – М. : Академия, 2005 . – 443 с .
- 9 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов / Г.В. Судаков, Т.А. Галушко – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 151 с.
- 10 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 - 2019 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/969/969720c9a2385a8e0a7c9f75ddc94358.pdf>. – 25.05.14.

11 Тарасов, А. И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А. И. Тарасов, Д. Е. Румянцев – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002. – 144 с.

12 Григорьев Л.Н., Буренина Т.И. Химия окружающей среды (атмосфера, литосфера): Учебное пособие. Часть 1. СПб.ГТУ РП. С.Пб., 2000.71 с.: ил.7. ISBN5-230-14289-8.

13 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.

14 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293810/4293810933.htm> . – 25.05.14.

15 Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с.

16 Кабышев, А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168 с.

17 Приказ Минтруда России от 11.12.2020 N 883н "Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте" (Зарегистрировано в Минюсте России 24.12.2020 N 61787)

18 Полихлорбифенилы: проблемы загрязнения окружающей среды и технологические методы обезжиривания. Л.Н. Занавескин, В.А. Авериянов

19 "РД 34.45-51.300-97. Объем и Нормы испытаний электрооборудования" (утв. РАО "ЕЭС России" 08.05.1997)

20 Свод правил Естественное и искусственное освещение, СП 52.13330.2016 введены 08.05.2017, Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

21 Свод правил строительство в сейсмических районах СП 14.13330.2011.

22 Строительные нормы и правила нагрузки и воздействия СП 20.13330.2010.

23 Строительные нормы и правила Строительство в сейсмических районах СП 14.13330.2010.

24 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2005. – 320 с.

25 Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с.

26 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ -6 и ПУЭ -7. – Новосибирск: Сиб. ун-в. и зд-во, 2009. – 853 с.

27 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии / Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.:МЭИ, 2004. – 964 с.

28 Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические изделия и устройств / Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл.ред. И.Н.Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.

29 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.

30 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

31 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

32 Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ /
М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.