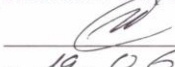


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 19 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация системы электроснабжения объектов МУП
«Электросети» ЗАТО Углегорск Амурской области с центром питания
подстанции Восточная 110/10 кВ.

Исполнитель
студент группы 542 об 4 
подпись, дата А.А. Обиденко

Руководитель
доцент 
подпись, дата 17.06.2019 г. П.П. Проценко

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук 
подпись, дата 04.06.2019 г. А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель 
подпись, дата 19.06.2019 г. Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«05» 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Обиденко Антон Андреевич

1. Тема бакалаврской работы: Модернизация системы электроснабжения объектов МУП «Электросети» ЗАТО Углегорск Амурской области с центром питания подстанция Восточная 110/10 кВ

(утверждено приказом от 04.04.2019г. № 759-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 04.06.2019г.

3. Исходные данные к бакалаврской работе: генеральный план объекта. План здания. План размещения электрооборудования. Нормативно-справочная литература, ПУЭ, ГОСТы


4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Характеристика объекта проектирования. Расчет электрических нагрузок. Определение ЦЭН. Выбор мощности силовых трансформаторов. Выбор проводникового материала. Расчет токов КЗ и выбор оборудования. Релейная защита. Заземление и заземление объекта. Экономическое обоснование проекта. Безопасность и экологичность проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Генеральный план объекта с ЦЭН. Однолинейная схема внутреннего электроснабжения. Однолинейная схема подстанции. План КТП с устройством заземления.

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

7. Дата выдачи задания 05.04.2019 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):  05.04.2019
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 108с, 8 рисунков, 35 таблиц, 116 формул, 21 источник.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТРАНСФОРМАТОР, РАСЧЕТ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована схема электроснабжения ЗАТО Углегорск на космодроме Восточный. Произведен расчет электрических нагрузок, а также расчет наибольших токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Произведена проверка каждого аппарата при различных режимах работы. Был рассмотрен расчет релейной защиты, рассчитана молниезащита, а также приведены правила пожарной безопасности на трансформаторных подстанциях.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Общая характеристика	10
1.1 Характеристика района расположения города Углегорск	10
1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения	11
2 Расчет электрических нагрузок	12
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	12
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	12
2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий с встроенными предприятиями	15
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	16
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	16
2.2.2 Расчет осветительной нагрузки	21
2.3 Расчет ЦЭН и выбор месторасположения ЦРП, ТП	22
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	24
2.5 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	24
2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	26
2.7 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	30
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	32
4 Выбор схемы и конструкции ТП	34
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	35
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	39
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	39
6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	40
6.3 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	41
6.4 Расчет электрических нагрузок РП	44
7 Выбор схемы и конструкции РП	45
8 Расчет токов КЗ	46

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	46
8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	48
9 Выбор и проверка электрических аппаратов	52
9.1 Выбор и проверка выключателей	52
9.2 Выбор и проверка трансформатора тока	55
9.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	59
9.4 Выбор и проверка предохранителей	61
9.5 Выбор и проверка автоматических выключателей	64
10 Молниезащита и заземление	66
10.1 Молниезащита РП	66
10.2 Расчет заземления	69
11 Релейная защита и автоматика	74
11.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10кВ	74
11.1.1 Расчет уставок токовой отсечки	74
11.1.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	76
11.1.3 Расчет уставок защиты от замыканий на землю	80
11.2 Расчет релейной защиты вводного выключателя РП 10 кВ	82
11.2.1 Расчет уставок токовой отсечки	82
11.2.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	82
11.2.3 Расчет уставок защиты от замыканий на землю	83
11.3 Расчет релейной защиты секционного выключателя	83
11.3.1 Расчет уставок токовой отсечки	83
11.3.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	84
12 Технико-экономический расчет	86
12.1 Расчет капитальных вложений	86
12.2 Расчет эксплуатационных издержек	87
13 Безопасность и экологичность	91
13.1 Безопасность	91
13.2 Экологичность	97
13.3 Пожаробезопасность	102

Заключение	106
Библиографический список	107

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВЛ – воздушная линия
- ВН – высокое напряжение
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора
- КЗ – короткое замыкание
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция
- КЦ – космический центр
- ЛЭП – линия электропередачи
- НН – низкое напряжение
- ОП – обратная последовательность
- ОПН – ограничитель перенапряжения
- ПП – прямая последовательность
- ПС – подстанция
- РЗаА – релейная защита и автоматика
- СН – собственные нужды
- ТДН – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой
- ТН – трансформатор напряжения
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТТ – трансформатор тока
- ЦТП – центральный тепловой пункт
- ЦЭН – центр электрических нагрузок

ВВЕДЕНИЕ

06.11.2007 было принято решение о создании на территории Амурской области космодрома научного и социально-экономического назначения «Восточный».

Основная задача нового космодрома – уменьшение зависимости от страны Казахстан, а также сокращение затрат на уже существующий космодром Байконур. Также с точки зрения безопасности Амурская область дает дополнительное преимущество, из-за расположения данного космодрома, траектория запущенных ракет не будет проходить над густо заселенными районами и в случае неудачи риски жизни людей будут минимальны. Еще одной причиной строительства было улучшение социально-экономической обстановки Амурской области, где и планировалось строительство.

Первая запущенная ракета-носитель «Союз-2» успешно вывела на орбиту земли с космодрома Восточный 3 искусственных спутника 28 апреля 2016 года.

На данный момент на космодроме завершён первый этап строительства, а именно возможность запуска ракетносителей легкого и среднего класса «Союз-2», но строительство космодрома на этом не заканчивается, на данный момент идет подготовка для строительства второго этапа, который включает в себя создание наземной структуры для запусков ракетносителей тяжелого класса «Ангара».

Одним из самых важных критериев работы космодрома «Восточный» является электроснабжение, поэтому ему необходимо уделить особое внимание, так как выход из строя даже самого незначительного элемента космодрома может серьезно повлиять на весь комплекс в целом.

При строительстве и проектировании электроснабжения объектов инфраструктуры космодрома «Восточный», необходимо учитывать прежний опыт строительства систем электроснабжения космодромов Плесецк и Байконур, а также учесть уникальность Восточного.

Так же на этапе проектирования учитываются такие факторы как:

- Категория объекта электроснабжения
- Характеристика окружающей среды
- Характеристика технологического процесса
- Пожароопасность
- Наличие химических опасных веществ

Главной целью выпускной квалификационной работы является модернизация внутренней системы электроснабжения ЗАТО Углегорск, путем расчета нагрузок и выбора оборудования.

Задачи выполненные в ВКР:

- расчет нагрузок зданий;
- выбор и проверка оборудования на;
- Выбор схемы и конструкции ТП;
- Выбор и проверка электрических аппаратов;

Данная квалификационная выпускная работа актуальна тем, что в настоящее время в ЗАТО Углегорск устарела, более чем на 50%, существующая система электроснабжения. В связи с этим появилась необходимость модернизации этой системы.

Ожидаемым результатом является получение надежной системы внутреннего электроснабжения и эффективностью эксплуатации, а так же увеличение качества электрической энергии.

Разработка системы электроснабжения проводилась с помощью общих нормативных документов (РД, ПУЭ и т.д.), так и со специальными документами разработанными для космической инфраструктуры.

При выполнении данного дипломного проекта использовались программные комплексы, такие как: Excel 2007, Mathcad 14.0.1, Microsoft Visio 2015, MathType 5, MicrosoftWord 2010.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

1.1 Характеристика района расположения города Углегорск

Город Углегорск расположен на юго-западе Амурско-Зейской равнины, на реке Большая пера. Город граничит на юге – с городом Свободный, на севере – с Благовещенским районом, на северо-западе – с городом Шимановск, на западе – с Китаем.

- климат континентальный с муссонными чертами.
- сейсмичность района строительства не более шести баллов согласно СНИП-П-7-81;
- норма осадков в год 496 мм;
- минимальное выпадение осадков январь – 6 мм;
- максимальное выпадение осадков июль – 126 мм;
- абсолютный минимум минус 49,0;
- абсолютный максимум 39,1;
- предприятий, загрязняющих экологическую среду нет.
- нормативная скорость ветра на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 28 м/с;
- район гололёдности – два, толщина стенки гололёда на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 10 мм;
- образование снежного покрова позднее;
- вес снегового покрова – 70 кг·с/м²;
- осенью и весной частые и сильные ветры;
- скорость ветра при гололёде – 14 м/с;
- температура воздуха при гололёде – минус 10 °С;
- нормативная глубина промерзания для глин и суглинков – 234 см, для песка и супесей – 284 см;

На площадке строительства литологический разрез (сверху-вниз) представлен следующими грунтами:

- почвенно-растительный слой мощностью 0,2 м;

- суглинки маловлажные, полутвердые мощностью (1,2-1,7) м;
- пески разномерные от пылеватых до средней крупности, средней плотности до вскрытой глубины 7 м.

Подземные воды до глубины 7 м на площадке не вскрыты. Суглинки, пески мелкие и пылеватые при промерзании слабопучинистые, а пески средней крупности практически непучинистые.

1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения

МУП «Электросети» ЗАТО Углегорск Амурской области является сетевой организацией, осуществляющей передачу электрической энергии и доведение ее до потребителей.

Все элементы электрических сетей являются собственностью Администрации ЗАТО Циолковский. МУП «Электросети» владеет этим имуществом на праве хозяйственного ведения согласно Договору №2 о закреплении за МУП «Электросети» муниципального имущества на праве хозяйственного ведения от 19 апреля 2011 г. и аналогичному Договору №1 от 19 января 2012 г.

Основные субабоненты МУП «Электросети» - объекты жилищно-коммунального хозяйства и социально-культурного назначения. То есть потребители относятся преимущественно к третьей категории надежности электроснабжения.

Система внешнего электроснабжения космодрома Восточный осуществляет прием и передачу электроэнергии от энергетической системы и автономных источников питания. Передача и распределение энергии осуществляется с помощью ЛЭП напряжением 220, 110кВ, затем по КЛЭП напряжением 10 кВ передается к потребителям системы внутреннего электроснабжения: стартовый комплекс, технический комплекс и другие объекты наземно-космической инфраструктуры и по 0.4 кВ передается к потребителям жилых районов.

На данный момент в качестве основного источника питания используется подстанция Ледяная, также строиться вторая подстанция Амурская.

В данном городе почти все электроприемники относятся к 3 категории надежности. К третьей категории надежности могут относиться магазины, небольшие производственные помещения, офисные здания и т.д. Срок на которой может быть прекращено энергоснабжение потребителей 3 категории надежности - не более 24 часов подряд и не более 72 часов за год суммарно. Снабжение потребителей третьей категории обеспечивается одним источником питания.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Расчет произведем в соответствии с методикой по расчету электрических нагрузок от 1999 года. Инструкция по проектированию городских электрических сетей распространяется на вновь сооружаемые и реконструируемые электрические сети городов (районов и микрорайонов) и поселков городского типа до и выше 1 кВ, в том числе на электрические сети к отдельным объектам, находящимся на территории города, независимо от их ведомственной принадлежности.

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

При расчетах электрических нагрузок бытовых потребителей используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира при посемейном заселении домов.

При расчетах электрических нагрузок жилого дома основой расчета являются нагрузки квартир, отличающихся видом кухонной плиты, к которым добавляются нагрузки силовых электрических приемников.

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{\text{кв}}$ кВт, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв. уд.}} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{\text{кв. уд.}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв.

n – количество квартир.

При определении расчетной электрической нагрузки силовых электрических приемников определяется ее величина, также приведенная к вводу жилого дома по формуле:

$$P_c = P_{p.l} + P_{ст.}, \quad (2)$$

где $P_{л}$ – расчетная нагрузка лифтовых установок;

$P_{ст}$ – расчетная нагрузка сантехнических устройств.

Мощность лифтовых установок $P_{л}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{p.l} = k'_c \sum_1^n P_{л_i}, \quad (3)$$

где k'_c – коэффициент спроса лифтовых установок /1/;

n – количество лифтовых установок;

$P_{л_i}$ – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{ст.у}$, кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса k_c ;

$$P_{ст.у} = k_c'' \sum_1^n P_{ст.у}, \quad (4)$$

где k_c'' – коэффициент спроса санитарно-технических устройств.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), $P_{p.ж.д}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c \quad (5)$$

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.

Для определения расчётной реактивной мощности используют выражение:

$$Q_{p.ж.д} = P_{p.ж.д} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ж.д}, \quad (6)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{ж.д}$ – расчетный коэффициент реактивной мощности.

Расчетный ток на низкой стороне определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (7)$$

2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

Достаточно часто в жилых домах располагаются встроенные учреждения, в результате нагрузка на вводе в жилой дом определяется следующим выражением:

$$P_{ж.д.общ} = P_{p.ж.д} + k_y \cdot P_{общ}. \quad (8)$$

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Действующая методика определения расчетной нагрузки общественных зданий и сооружений основана на применении соответствующих

коэффициентов спроса для осветительной и силовой нагрузки, а также коэффициента совмещения для суммарной нагрузки.

При этом расчетная нагрузка на вводе рассматриваемого потребителя составляет:

$$P_p = k \cdot (P_{p.o} + P_{p.c} + 0,4 \cdot P_{p.cx}), \quad (9)$$

где k - коэффициент совмещения силовой и осветительной нагрузки;

$P_{p.o}$ - расчетная нагрузка освещения;

$P_{p.c}$ - расчетная нагрузка силовых устройств;

$P_{p.cx}$ - расчетная нагрузка кондиционирования и холодильных систем.

$$P_{p.o} = k_{c.o} \cdot P_{уд.o}; \quad (10)$$

$$P_{p.c} = k_{c.c} \cdot P_{уд.c}; \quad (11)$$

$$P_{p.cx} = k_{c.cx} \cdot P_{уд.cx}. \quad (12)$$

Данная формула обычно используется в том случае, когда имеются точные данные об общественном здании и сооружении.

В тех случаях, когда точные данные отсутствуют определение расчетных нагрузок осуществляют по удельным показателям:

$$P_p = p_{уд} \cdot M, \quad (13)$$

где $P_{уд}$ - удельная расчетная активная нагрузка одного показателя, кВт/показатель;

M - значение показателя.

Электрическая нагрузка школ определяется по выражению:

$$P_{шк.} = P_{шк.уд} \cdot n, \quad (14)$$

где $P_{шк.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы, кВт/учащийся,

n - количество учащихся.

Электрическая нагрузка гаражей определяется по выражению:

$$P_{гар.} = \sum_1^n P_{гар}, \quad (15)$$

где $P_{гар.}$ - электрическая нагрузка одного гаража, кВт/гар.

Электрическая нагрузка магазинов определяется по выражению:

$$P_{маг.} = P_{уд.} \cdot S, \quad (16)$$

где $P_{уд.}$ - удельная электрическая нагрузка предприятия торговли, кВт/м²;

S - площадь торгового зала, м².

Для примера рассчитаем электрическую нагрузку жилого дома №22. В данном здании имеется 5 этажей, 4 подъезда, 60 квартиры. Коэффициент мощности квартир: $\text{tg}\varphi_{кв.} = 0,2$. Удельная расчетная электрическая нагрузка квартир, $P_{кв. уд}$ составляет 2,1 кВт/кварт. В здании имеются встроенный непродовольственный магазин, площадь торгового зала составляет - 50 м². Коэффициент мощности непродовольственного магазина : $\text{tg}\varphi_{непрод.м} = 0,75$.

Коэффициент участия в максимуме нагрузки магазина $k_y = 0,8$.

Расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт:

$$P_{\text{кв}} = 1,8 \cdot 60 = 108, \text{ кВт}$$

Нагрузка магазинов, кВт:

$$P_{\text{маг}} = 0,25 \cdot 50 = 12,5, \text{ кВт.}$$

Суммарная активная нагрузка здания, кВт:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = 108 + 0,8 \cdot 12,5 = 118 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность, квар:

$$Q_{\text{р.ж.д.}} = 108 \cdot 0,2 + 12,5 \cdot 0,75 = 25,44 \text{ квар.}$$

Расчетный ток на низкой стороне от данного здания, А:

$$I_p = \frac{\sqrt{109,6^2 + 25,44^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 162,4$$

Аналогично произведем расчет по выражениям (1) – (16) для всех объектов на плане. Составим экспликацию района со всеми зданиями.

Таблица 1- Экспликация района

№	№ на плане	Содержание нагрузки объекта	Удельная нагрузка, $P_{уд}$	Нагрузка P , кВт.	$\text{tg}\varphi$	Активная нагрузка объекта P , кВт.	Реактивн. нагрузка объекта Q , квар.	Полная нагрузка объекта S , кВА.	Расчетный ток, I_p , А
1	2	3	4	7	9	10	11	12	13
1	22-24,27,28,31,34,39,217,218	60 кв. 5 эт. жилой дом	2,1 кВт/кв.	126	0,2	160	30,1	179,5	212,2
		Прод. Магазин	0,25 кВт/м ² торг.зала	12,5	0,75				
		СТУ	10	6	0,4				
2	13,16-20	40кв. 5 эт. жилой дом	2,1 кВт/кв.	84	0,2	90	16,8	85,7	124
3	21,25,26,29,30,32,33,209,210,216,219-226	60 кв. 5 эт. жилой дом	2,1 кВт/кв.	126	0,2	132	25,2	161,5	193,8
		СТУ	10	6	0,4				
4	36,42	Детский сад	0,25 кВт/кв.	450	0,38	112,5	42,75	120,3	173
5	2,43	Школа	0,46 кВт/м ²	500	0,38	230	87,4	245,3	291
6	223	Пожарная часть	0,3 кВт/м ²	630	0,75	189	141,8	211,3	305
7	60	Спортивный комплекс	0,25 кВт/кв.	650	0,7	162,5	48,8	171,3	247
8	12	Дом культуры	0,3 кВт/кв.	450	0,38	135	51,3	146,2	211
9	46,48	Поликлиника	0,35 кВт/кв.	500	0,4	175	70	188	270
10		Гаражи	0,5 кВт/кв.	250	0,25	125	31,25	131,2	180
11		Магазин	0,25 кВт/м ²	65	0,75	16,25	12,2	18,3	26,4
12	204	Полиция	0,24 кВт/м ²	80	0,75	19,2	14,4	23,94	31,2
13	8,14,227	Гостиница	0,36 кВт/м ²	120	0,4	43,2	17,28	51,2	75,3

2.2.2 Расчет осветительной нагрузки

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки, [16]; и длины дорожного полотна:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (17)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой ДРЛ125.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	P_{oc} , кВт
Победы	2,9 / 0,0075	3,9	11,3
Красногвардейская	0,8 /0,0075	3,9	3,1
Маршала Неделина	0,4 / 0,0075	3,9	1,6
Сосновая	2,4/0,0075	3,9	9,4
Итого	6,5		25,4

2.3 Расчет ЦЭН и выбор места расположения ЦРП, ТП

На сегодняшний день важнейшими задачами проектирования электроснабжения являются надежность и экономичность самой системы. Одним из способов решения является расчет центра электрических нагрузок (ЦЭН), который позволяет расположить центральную распределительную подстанцию (ЦТП), а также трансформаторную и преобразовательную подстанции как можно ближе к центру питаемых ими нагрузками. Грамотное расположение трансформаторной подстанции позволяет сократить протяженность линии, а значит и уменьшит необходимое количество расходного проводникового материалов, а также уменьшить потери в питающих и распределительных сетях электроснабжения данного

проектируемого объекта.

Чтобы определить местоположение ТП нужно построить картограмму нагрузок. Для начала необходимо рассчитать центры нагрузок активной и реактивной мощности.

Координаты центра нагрузок:

$$X_{ЦЭН} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \times x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (18)$$

$$Y_{ЦЭН} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \times y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}. \quad (19)$$

где X и Y - координаты зданий на плане города.

Расчет ЦЭН сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет ЦЭН ЗАТО Углегорск

Наименование электроприемников	P, кВт	Q, квар	Координаты		Промежуточные расчеты			
			X	Y	P*X	P*Y	Q*X	Q*Y
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жилой дом 5эт,60кв с встроенным магазином	160	30,1	0.454	0.514	72,64	82,24	13,67	15,47
Жилой дом 5 эт, 40 кв.	90	16,8	0.549	0.547	49,41	49,23	9,22	9,19
Жилой дом 5эт,60кв	132	25,22	0.553	0.28	72,99	36,96	13,94	7,06
Детский сад	112,5	42,75	0.378	0.166	42,53	18,67	16,16	7,09
Школа	230	87,4	0.383	0.362	88,09	83,26	33,47	31,64
Пожарная часть	189	141,8	0.66	0.103	124,74	19,47	93,59	14,61

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Спортивный комплекс	162,5	48,8	0.734	0.36	119,28	58,5	35,82	17,59
Дом культуры	135	51,3	0.47	0.09	63,45	12,15	24,11	4,62
Больница	175	70	0.63	0.35	110,25	61,25	44,1	24,5
Гаражи	125	31,25	0.72	0.112	90	14	22,53	3,5
Магазин	16,25	12,2	0.66	0.21	10,73	3,41	8,01	2,56
ЦРП					844	439,1	314,6	137,8

Получив координаты ТП нанесем их на карту. Иногда при расчетах получается, что разместить данную подстанцию в том или ином месте из за технических или архитектурных причин нельзя, то тогда необходимо сместить в сторону наиболее приближенную к расчетам, туда где есть возможность разместить без вреда и с минимальными потерями.

Получившиеся координаты внесем в таблицу 4.

Таблица 4 – Координаты ЦРП

Наименование РП	Точка А		Точка Р	
	Х	У	Х	У
ЦРП	0.553	0.288	0.559	0.274

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Месторасположение ТП определим исходя из удобства и экономичности построения распределительных сетей 10 кВ и 0,4 кВ. Таким образом, ТП будем располагать таким образом, чтобы линии 0,4 кВ имели наименьшую протяженность. Небольшая протяженность линий 0,4 кВ обеспечивает небольшие потери напряжения и мощности, что довольно важно в низковольтных сетях.

2.5 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Для расчета мощности и расстановки нужного количества ТП,

необходимо сгруппировать нагрузку бытовых и коммунально-бытовых потребителей таким образом, чтобы данная суммарная величина не превышала стандартной мощности трансформаторов на ТП. ТП выпускают на мощности: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000 и 1600 кВА.

Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений) определяется по выражению:

$$P_{P..л} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (20)$$

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

$P_{зд.i}$ - расчетная нагрузка зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий или жилых домов, [РД, табл. 2.3.1].

Аналогичную формулу используем для расчета реактивной и полной мощности, протекающей по линии.

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП1-18-13

$$P_{P..л} = 160 + 160 = 320 \text{ кВт};$$

$$Q_{P..л} = 65,46 + 65,46 = 130,92 \text{ квар.}$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 6.

Таблица 5 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	Р, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП1-18-13	320.89	130.92
ТП1-42-17-14	394.75	150.65
ТП2-16-13А	293.375	115.623
ТП2-2-23-24-магазин	382.12	140.77
ТП3-19-26	300.83	120.825

Продолжение таблицы 6

1	2	3
ТПЗ-43-25	314,73	129,7
ТПЗ-29-36	270,21	105,3
ТП4-магазин-12	196,36	75,42
ТП4-8	160	65,2
ТП4-27-34-34-34	354,86	132,7
ТП5-спортивный комплекс	162,5	66,54
ТП5-20-30-33-218	322,89	106,2
ТП6-28-магазин	210,3	86,3
ТП6-магазин-22-21-магазин	244,2	96,1
ТП7-31	150,2	59,3
ТП7-216-39	285,65	110,5
ТП7-46-48	210,1	86,1
ТП8-204-магазин-210-209	342,85	110,56
ТП8-217-32	232,45	94,12
ТП9-221-220	264,4	101,2
ТП9-225-219	264,4	101,2
ТП10-222-223-магазин-225А	283,5	110,71
ТП10-224-226	264,4	101,2
ТП11-гаражи	215,14	89,2
ТП11-магазин-гараж	183,2	65,1
ТП11-гараж-227	175,39	59,2

2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Следующим этапом будет выбор сечения проводника линии на 0,4 кВ

Выбор необходимого сечения проводника выбирается по нагрузке, протекающей по данному проводнику.

1. Определение максимального расчетного тока, протекающего в линии

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.L.}^2}{2} + \frac{Q_{P.L.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (21)$$

2. Определение расчетного тока с учетом 5 летней нагрузки:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L.норм.}, \quad (22)$$

где α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 1,1 [4]

α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1,05 [4].

3. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

4. Проверка выбранных сечений. Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (23)$$

где K – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]),

$I_{дл.доп.}$ - длительно допустимый ток (определяется по [4]).

Поправочный коэффициент равен 1,29, так как фактическая температура среды ниже минус 5 °С, нормированная температура среды равна плюс 25 °С согласно [3].

$$I_{n/ас} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (24)$$

Определим сечение кабеля для линии ТП1-18-13:

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{320,89^2}{2} + \frac{130,92^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 281,947 \text{ А};$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 281,947 = 325,649 \text{ А}.$$

К установке выбираем кабель марки ВВГнг-НФ сечением 185 мм².

Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{n/ас} = \frac{\sqrt{353,58^2 + 112,823^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 616,55 \text{ А}.$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$563,895 \leq 1,29 \cdot 490 = 632,1$$

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое –10 %.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле

$$\Delta U = \frac{I_{расч} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (25)$$

где I - рабочий максимальный ток, А;
 L - длина линии, км;
 $U_{\text{ном}} = 380$ В - номинальное напряжение ;
 r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;
 φ - угол нагрузки, определяется в зависимости от соотношения
 $\text{tg } \varphi = Q/P$.

$$\Delta U = \frac{281,947 \cdot 0,14 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,12 \cdot \cos 0,2 + 0,058 \cdot \sin 0,2) \cdot 100\% = 3,26\% .$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	Ирасч, А	Ип/а, А	Идл.доп, А	Сечение, мм ²	Марка	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7
ТП1-18-13	320.89	616,55	780	240	АВВГ 4х240	1.217
ТП1-42-17-14	394.75	756,3	780	240	АВВГ 4х240	1.607
ТП2-16-13А	293.375	531,2	570	185	АВВГ 4х185	1.539
ТП2-2-23-24- магазин	382.12	764,24	780	240	АВВГ 4х240	1.595
ТП3-19-26	300.83	601,66	780	240	АВВГ 4х240	1.527
ТП3-43-25	314.73	629,46	780	240	АВВГ 4х240	1.626
ТП3-29-36	270,21	540,42	570	185	АВВГ 4х185	1,114
ТП4-магазин-12	196,36	331,72	348	70	АВВГ 4х70	1,698
ТП4-8	160	320	348	70	АВВГ 4х70	2,54
ТП4-27-34-34-34	354,86	709,72	780	240	АВВГ 4х240	1,78
ТП5-спортивный комплекс	162,5	325	348	70	АВВГ 4х70	3,651

1	2	3	4	5	6	7
ТП5-20-30-33-218	322,89	645,78	780	240	АВВГ 4х240	2,589
ТП6-28-магазин	210,3	420,6	496	95	АВВГ 4х95	2,456
ТП6-магазин-22-21-магазин	244,2	488,4	496	95	АВВГ 4х95	1,752
ТП7-31	150,2	300,4	348	70	АВВГ 4х70	1,624
ТП7-216-39	285,65	571,3	651	150	АВВГ 4х150	3,012
ТП7-46-48	210,1	420,2	496	95	АВВГ 4х95	1,785
ТП8-204-магазин-210-209	342,85	685,7	780	240	АВВГ 4х240	2,653
ТП8-217-32	232,45	464,9	496	95	АВВГ 4х95	2,556
ТП9-221-220	264,4	528,8	570	185	АВВГ 4х185	1,786
ТП9-225-219	264,4	528,8	570	185	АВВГ 4х185	1,786
ТП10-222-223-магазин-225А	283,5	567	570	185	АВВГ 4х185	1,895
ТП10-224-226	264,4	528,8	570	185	АВВГ 4х185	2,011
ТП11-гаражи	215,14	430,28	496	95	АВВГ 4х95	1,632
ТП11-магазин-гараж	183,2	321,5	348	70	АВВГ 4х70	2,547
ТП11-гараж-227	175,39	320,78	348	70	АВВГ 4х70	1,369

2.7 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Для расчета электрической нагрузки на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ, необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих линий.

$$P_{\Sigma P.Л.} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л.} \quad (26)$$

$$Q_{P.ТП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.Л.} \quad (27)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 1

$$P_{P.TII} = 158,58 + 14,85 + 75 = 248,43$$

$$Q_{P.TII} = 49,64 + 11,14 + 18,75 = 79,53$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.TII}$, кВт	$Q_{P.TII}$, квар	$S_{P.TII}$, кВА
ТП1	715,64	281,57	769
ТП2	675,49	256,39	722
ТП3	885,25	355,3	953
ТП4	710,36	272,7	760
ТП5	485,39	172,74	515,1
ТП6	454,5	182,4	489,7
ТП7	645,5	255,9	694,37
ТП8	525,25	204,6	563,69
ТП9	528,6	202,4	566
ТП10	547,9	211,9	587,45
ТП11	573	213	611,3

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

Исходной информацией для выбора мощности ТП является активная и реактивная мощность на шинах 0,4 кВ.

$$S_{P.ТП} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (28)$$

где $K_3 = 0,75$ – коэффициент загрузки;

$P_{P.ТП}$ – активная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$Q_{P.ТП}$ – реактивная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

N_T – количество трансформаторов на ТП;

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (29)$$

где $S_{T_{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

$$K_3 = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T}$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}}} \quad (30)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен превышать 1,5.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 1:

$$S_{расчА} = \frac{\sqrt{715,64^2 + 281,57^2}}{0,75 \cdot 2} = 512,7 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Принимаем мощность ТП = 630 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{з_{н/ав}} = \frac{\sqrt{715,64^2 + 281,57^2}}{630} = 1,22 \leq 1,4$$

Трансформатор выбран верно. Для остальных ТП выбор проведен аналогично. Принятые к установке трансформаторы ТП, их коэффициенты загрузки представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	$S_{т.}$, кВА	k_3	$k_{зпав}$	Тип трансформатора ТП
ТП1	715,64	281,57	512,7	630	0,61	1,22	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП2	675,49	256,39	481	630	0,57	1,15	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП3	885,25	355,3	635,3	630	0,76	1,51	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП4	710,36	272,7	506,7	630	0,6	1,21	ТМГ630/10-У1(ХЛ1)
ТП5	485,39	172,74	343,47	400	0,64	1,28	ТМГ400/10-У1(ХЛ1)
ТП6	454,5	182,4	326,47	400	0,61	1,22	ТМГ400/10-У1(ХЛ1)
ТП7	645,5	255,9	462,91	630	0,55	1,1	ТМГ630/10-У1(ХЛ1)
ТП8	525,25	204,6	375,79	400	0,7	1,4	ТМГ400/10-У1(ХЛ1)
ТП9	528,6	202,4	377,33	400	0,71	1,42	ТМГ400/10-У1(ХЛ1)
ТП10	547,9	211,9	391,63	630	0,47	0,93	ТМГ630/10-У1(ХЛ1)
ТП11	573	213	407,53	630	0,49	0,97	ТМГ630/10-У1(ХЛ1)

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Для городских условий наиболее приемлемой является подстанции типа КТПГ и КТПБ. Подстанции киоскового типа полностью комплектуются на заводах, а на месте установок они просто монтируются.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домов повышенной этажности используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ.

Схема ТП представлена на рисунке 1.

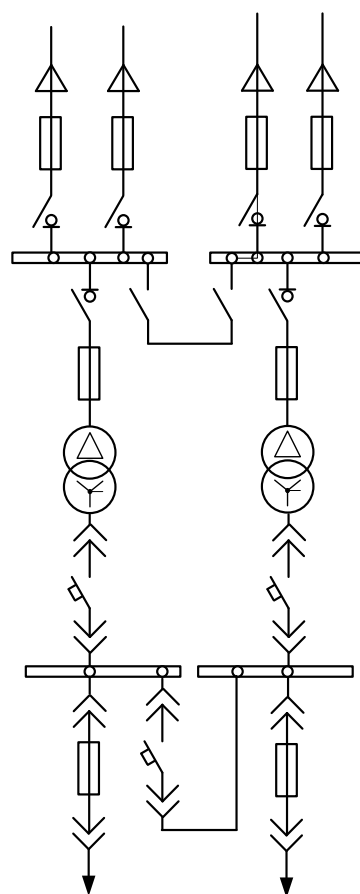


Рисунок 1 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,38 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Подстанция устанавливается на специальном бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (31)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (32)$$

где P_{Σ}, Q_{Σ} - активная и реактивная мощность, протекающая по линии, кВт, квар;

x, r - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (33)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (34)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии ТП1- по формулам:

$$\Delta P = \frac{357,84^2 \cdot 0,059 + 136,29^2 \cdot 0,059}{0,4^2} = 54,7 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1098 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 54,7 \cdot 1098 = 60,06 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0,4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	x	r	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-18-13	320.89	130.92	240	0.058	0.129	19.62	8.93	78.7
ТП1-42-17-14	394.75	150.65	240	0.058	0.129	16.1	5.74	64.06
ТП2-16-13А	293.375	115.623	185	0.059	0.167	15.05	5.37	59.89
ТП2-2-23-24-магазин	382.12	140.77	240	0.058	0.129	15.31	5.46	60.92
ТП3-19-26	300.83	120.825	240	0.058	0.129	19.84	9.03	78.94
ТП3-43-25	314.73	129.7	240	0.058	0.129	17.17	6.13	68.34
ТП3-29-36	270,21	105,3	185	0,059	0,167	6,67	21,66	7,32
ТП4-магазин-12	196,36	75,42	70	0,061	0,443	12,13	20,35	13,32
ТП4-8	160	65,2	70	0,061	0,443	0,51	1,67	563,9
ТП4-27-34-34-34	354,86	132,7	240	0,058	0,129	4,4	77,9	4,78
ТП5-СК	162,5	66,54	70	0,061	0,443	6,37	20,73	7,002
ТП5-20-30-33-218	322,89	106,2	240	0.058	0.129	16.1	5.74	64.06
ТП6-28-магазин	210,3	86,3	95	0,195	0,06	45,28	342,5	497,2
ТП6-магазин-22-21-магазин	244,2	96,1	95	0,195	0,06	11,51	8,71	12,64
ТП7-31	150,2	59,3	70	0,061	0,443	11,51	8,71	12,64
ТП7-216-39	285,65	110,5	150	0,124	0,059	3,07	54,97	3,37
ТП7-46-48	210,1	86,1	95	0,195	0,06	22,81	74,13	25,04
ТП8-204-магазин-210-209	342,85	110,56	240	0,059	0,129	6,9	58,8	7,69

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП8-217-32	232,45	94,12	95	0,195	0,061	48,32	10,53	53,06
ТП9-221-220	264,4	101,2	185	0,059	0,167	23,63	16,26	26,01
ТП9-225-219	264,4	101,2	185	0,059	0,167	114,3	3,36	125,5
ТП10-222-223- магазин-225А	283,5	110,71	185	0,059	0,167	14,77	124,3	162,2
ТП10-224-226	264,4	101,2	185	0,059	0,167	4,7	8,4	5,18
ТП11-гаражи	215,14	89,2	95	0,195	0,06	54,7	111,6	60,06
ТП11-магазин- гаражи	183,2	65,1	70	0,061	0,443	0,51	1,67	563,9
ТП11-гаражи- 227	175,39	59,2	70	0,061	0,443	3,07	54,97	3,37

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.L.}^2 R + Q_{P.L.}^2 R)}{U^2} \quad (35)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.L.}^2 X + Q_{P.L.}^2 X)}{U^2} \quad (36)$$

где $P_{P.L.}, Q_{P.L.}$ - активная и реактивная мощность, на стороне НН 0,4 кВ трансформатора ТП, кВт, квар;

x, r - удельные реактивное и активное сопротивления трансформаторов, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

Таблица 10 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	S_T , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
1	2	3	4	5	6
ТП1	715,64	281,57	630	15,91	40,5
ТП2	675,49	256,39	630	12,74	37,92

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
ТП3	885,25	355,3	630	19,74	49,1
ТП4	710,36	272,7	630	15,11	39,22
ТП5	485,39	172,74	400	45,2	13,86
ТП6	454,5	182,4	400	40,5	11,8
ТП7	645,5	255,9	630	11,42	34,22
ТП8	525,25	204,6	400	53,14	17,16
ТП9	528,6	202,4	400	54,33	18,86
ТП10	547,9	211,9	400	9,47	30,36
ТП11	573	213	630	10,22	32,2

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от РП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокораздела.

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 11.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P \quad (37)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л} + \Delta Q \quad (38)$$

Таблица 11 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{Р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
ТП1	715,64	281,57	15,91	40,5	731,55	322,1
ТП2	675,49	256,39	12,74	37,92	688,23	294,31
ТП3	885,25	355,3	19,74	49,1	904,99	404,4
ТП4	710,36	272,7	15,11	39,22	725,47	311,92
ТП5	485,39	172,74	45,2	13,86	530,59	186,6
ТП6	454,5	182,4	40,5	11,8	495	194,2
ТП7	645,5	255,9	11,42	34,22	656,92	290,12
ТП8	525,25	204,6	53,14	17,16	542,41	221,76

ТП9	528,6	202,4	54,33	18,86	582,93	221,26
ТП10	547,9	211,9	9,47	30,36	557,37	242,26
ТП11	573	213	10,22	32,2	583,22	245,2

6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ

определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по таблице 2.1.1 [3].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (39)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} \quad (40)$$

где k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 731,55 + 688,23 + 904,99 + 725,47 + 530,59 + 495 + \\ + 656,92 + 542,41 + 582,93 + 557,37 + 583,22 \end{array} \right) = 4835,376 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 322,1 + 294,31 + 404,4 + 311,92 + 186,6 + \\ + 194,2 + 290,12 + 221,76 + 221,26 + 242,26 + 245,2 \end{array} \right) = 2053,9 \text{ квар}$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{4835,376^2 + 2053,9^2} = 5252,9 \text{ кВА}$$

6.3 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по

экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.Л.}^2}{2} + \frac{Q_{P.Л.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (41)$$

где U_H напряжение сети равное 10.

Далее по условию выбора проводника проверяем его на длительно допустимый ток.

$$I_{\text{дл.доп}} \geq \frac{I_{p.\max}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (42)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток для данного участка проектируемой линии выбираем по справочнику [4], А;

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количество кабелей в траншее;

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 0,9 по справочнику [4];

K_3 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1.

По расчетному току определяется сечение линий, а затем проверяется по потере напряжения.

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника по [4].

Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току

осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

Проведем расчет для линии ЦРП-ТП7-ТП8 и найдем максимальный ток протекающий в этой линии

$$I_{P..л.маx} = \frac{\sqrt{\frac{915.302^2}{2} + \frac{420.329^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 58.121$$

$$I_{P.маx} = 1.05 \times 1.1 \times 58.121 = 67.124$$

$$156 \geq \frac{67.124}{0.9 \cdot 1.1},$$

По получившимся данным выбираем ПвПуг сечением 70 мм².

Теперь необходимо проверить этот кабель на тяжелый послеаварийный режим, для этого возьмем самый большой ток и по нему проверим на нагрев в длительном режиме.

$$I_{n/ав.маx} = \frac{\sqrt{(1317)^2 + (608,453)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 83.768 \text{ А},$$

$$I_{p.n/ав.маx} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 83.768 = 96.75 \text{ А},$$

$$156 \geq \frac{0,9 \cdot 96.75}{0,95 \cdot 1 \cdot 0.9}.$$

Выбранный кабель прошел проверку на режим послеаварийного тока.

Теперь необходимо проверить его на разность напряжения.

$$\Delta U = \frac{96,75 \cdot 0.672 \cdot \sqrt{3}}{1000} \cdot (0,53 \cdot 0,908 + 0,064 \cdot 0,418) \cdot 100\% = 0.004\% .$$

При проверке мы видим что условие $\Delta U < 10\%$ -соблюдается. Это означает что сечение проводника выбрано верно.

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника по [5].

Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P..Л.}^2 + Q_{P..Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (43)$$

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (44)$$

где K – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]), $K=1,29$.

$I_{дл.доп.}$ - длительно допустимый ток (определяется по [11]).

В дипломном проекте используем кабель марки ПВГ 3х95 – силовой кабель, с медными жилами, с изоляцией из полиэтилена, в ПВХ оболочке.

Таблица 12 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	$I_{расч}$ А	$I_{пав}$ А	$I_{дл.доп}$ А	F, мм ²	Марка
РП-ТП7-ТП8-ТП9-ТП10- ТП11	650	160,6	206,4	255	95	ПвПуг 3х95
РП-ТП4-ТП2-ТП1-ТП3- ТП5-ТП6	855	205,3	245,9	255	95	ПвПуг 3х95

6.4 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	P_{Σ} , кВт	Q_{Σ} , квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар
РП-ТП7	200	2778	1085	4,2	0,615
ТП7-ТП8	200	2153	830	1,7	0,313
ТП8-ТП9	100	1628	626	0,0013	0,00025
ТП9-ТП10	100	1100	424	0,387	0,07
ТП10-ТП11	50	573	213	4,26	0,619
РП-ТП4	250	3924	1518	4,52	0,715
ТП4-ТП2	200	3214	1246	4,02	0,55
ТП2-ТП1	100	2539	990	0,63	0,087
ТП1-ТП3	75	1824	709	0,98	0,14
ТП3-ТП5	100	939	354	0,53	0,073
ТП5-ТП6	150	454	182	0,44	0,055

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i \quad (45)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i \quad (46)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = (4,2 + 1,7 + 0,0013 + 0,187 + 4,26 + 4,52 + 4,02 + 0,63 + 0,98 + 0,53 + 0,44) = 20,627$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = (0,615 + 0,313 + 0,00025 + 0,07 + 0,619 + 0,715 + 0,55 + 0,087 + 0,14 + 0,073 + 0,055) = 2,62$$

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ различных производителей. Как правило, распределительный пункт выполняется без трансформации напряжения, однако, в нашем случае распределительная подстанция совмещена с трансформаторной подстанцией. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики.

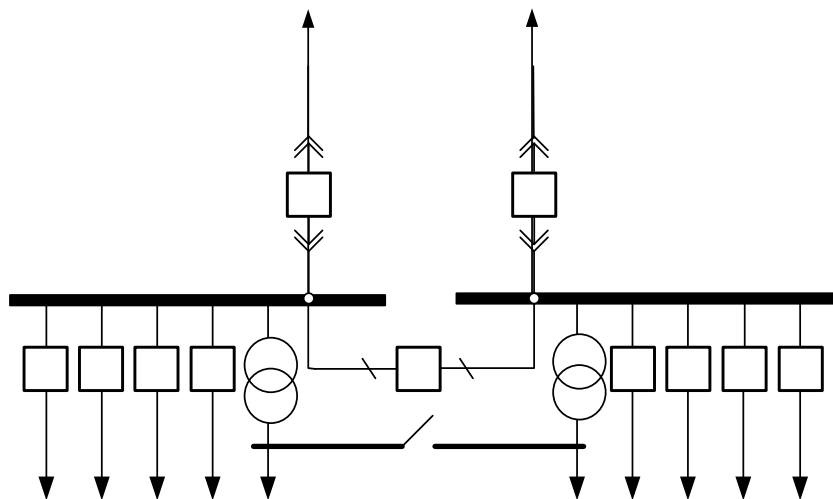


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительной подстанции

На РП применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен, что обеспечивает снижение токов короткого замыкания. Распределительное устройство выполнено в виде шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства содержат в себе выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе, оборудованием разных фирм, по желанию заказчика. Применение комплектных распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ ОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (47)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2} \quad (48)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (49)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (50)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (51)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (52)$$

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

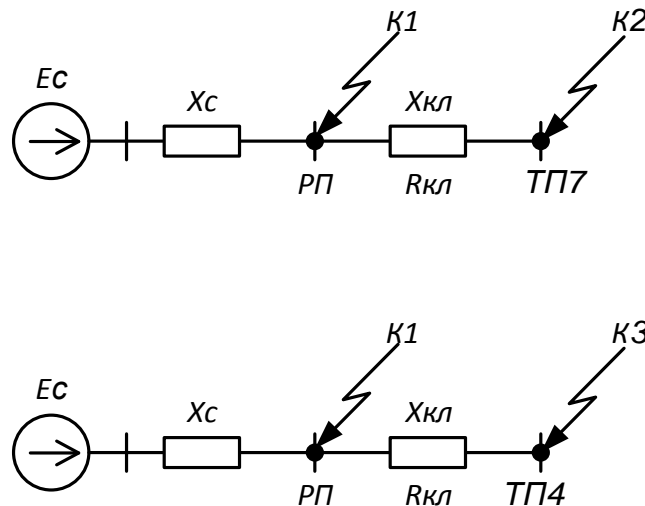


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, т.е на шинах РП:

$$X_C = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8,71} = 0,696 \text{ Ом}$$

$$Z = \sqrt{(x_{кл} + x_{сус})^2 + r_{кл}^2} = \sqrt{(0,696 + 0,17)^2 + 0,405^2} = 0,807 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,807} = 7,514 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,514 = 6,507 \text{ Ка}$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{0,781}{314 \cdot 0,203} = 0,012$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,443$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,443 \cdot 7,514 = 15,333 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	7,514	6,507	0,012	1,433	15,333
К2	6,206	5,375	0,0066	1,22	10,709
К3	4,212	3,647	0,0025	1,01	6,07

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (53)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$x_T = \sqrt{z_T^2 + r_T^2} \quad (54)$$

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$z_T = \frac{U_{к.р.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}} \quad (55)$$

$$r_T = \frac{U_{к.а.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}}, \quad (56)$$

где $U_{к.р.\%}$ - реактивная составляющая напряжения КЗ, 5,49 %;

$U_{к.а.\%}$ - активная составляющая напряжения КЗ, 0,245 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_\phi}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}, \quad (57)$$

где $\frac{z_{mp}}{3}$ - полное сопротивление трансформатора току КЗ на корпус, Ом.

z_n - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

$$z_n = \sqrt{(r_\phi + r_N)^2 + (x_\phi + x_N)^2}, \quad (58)$$

где r_ϕ, x_ϕ - активное и реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

r_N, x_N - активное и реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Для примера произведем расчет для ТП6, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 4.

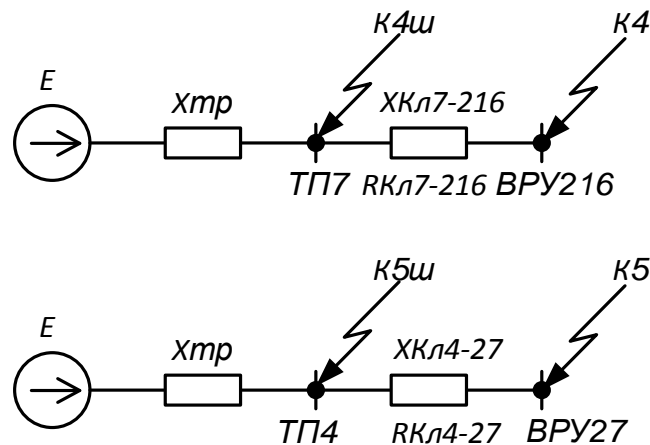


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для т. К4:

$$r_T = \frac{U_{к.р.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = 13,943 \text{ Ом}$$

$$x_T = \frac{U_{к.а.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = 0,622 \text{ Ом}$$

$$z_{4ш} = \sqrt{(x_C + x_{TP})^2 + (r_{TP})^2} = \sqrt{(0,457 + 13,943)^2 + 0,622^2} = 13,985$$

$$I_{ки}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,985} = 16,5 \text{ кА}$$

$$z_4 = \sqrt{(x_C + x_{TP} + x_{КЛ})^2 + (r_{TP} + r_{КЛ})^2} = \sqrt{(0,457 + 0,622 + 0,085)^2 + (13,943 + 0,268)^2} = 14,258$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,258} = 16,197$$

$$z_{40} = \sqrt{(x_{\kappaЛН} + 3 \cdot x_{\text{ТП}} + 2 \cdot x_{\kappaЛ})^2 + (r_{\kappaЛН} + 3 \cdot r_{\text{ТП}} + 2 \cdot r_{\kappaЛ})^2} =$$

$$= \sqrt{(3 \cdot 0,622 + 2 \cdot 0,268 + 0,0268)^2 + (3 \cdot 13,943 + 2 \cdot 0,085 + 0,0085)^2} = 42,441$$

$$z_{40ш} = \sqrt{(3 \cdot x_{\text{ТП}})^2 + (3 \cdot r_{\text{ТП}})^2} + 52 = 93,87$$

$$I_{\kappaш}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{93,87} = 7,38 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{42,44} = 16,32$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА
К4ш	16,51	7,38
К4	16,19	16,32
К5ш	16,51	7,38
К5	16,28	16,36

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для РП.

9.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 8.

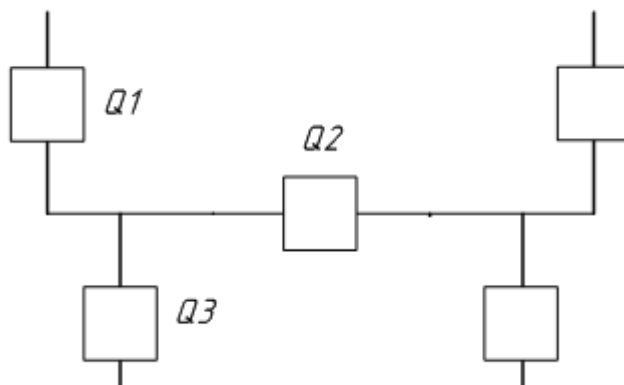


Рисунок 5 – Расположение выключателей

Выбор выключателя отходящих присоединений проведем на примере выключателя Q3, остальные выключателя выбираются аналогично.

Определим максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель Q3 на РП:

$$I_{номQ3} = \frac{\sqrt{8745^2 + 3840^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 609,23 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [1]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (59)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} , \quad (60)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном} , \quad (61)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL -10-20/630-У3.

$$4,777 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a] , \quad (62)$$

где $t_{откл}$ - время отключения КЗ, принимаем $t_{откл} = 0,57$ с.

$$B_k = 4,777^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 14,37 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} , \quad (63)$$

$$B_{к.в} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{к.в}.$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл}, \quad (64)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40 \%$;

$I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения, кА.

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА},$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе в нулевой момент времени составляет:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}, \quad (65)$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 5,63 = 7,96 \text{ кА}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 609,23 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 7,178 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 14,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 7,96 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

9.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.
- по термической стойкости:
- по вторичной нагрузке [1]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (66)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (67)$$

Выбираем ТОЛ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 400 А.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3021 реализуют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	-	-
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (68)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

I_{2H} – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15$ ВА

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом},$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}, \quad (69)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность приборов;

$$r_{\text{проб}} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}}, \quad (70)$$

где $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м;

S_{min} - минимальное сечение проводов.

Выбираем провод сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0283$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов: $r_{\text{КОНТ}} = 0,01 \text{ Ом.}$

Вторичная нагрузка z_2 :

$$Z_2 = 0,064 + 0,07 + 0,01 = 0,14 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (60):

$$B_{\text{к}} = 5,63^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 18,1 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_{p\max} = 387,62 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hp} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_K = 18,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{kp}$
$I_{уд} = 14,71 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

9.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трёх обмоточные пяти стержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке [1]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (71)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 19 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	1	8
Варметр	СТ-3021	4	2	1	8
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	5	33,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 33,4 \text{ ВА.}$$

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 У3. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 23.

Таблица 20 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 33,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

9.4 Выбор и проверка предохранителей на 0,4 и на 10 кВ

Трансформаторы 10/0,4 в сельских и городских распределительных электрических сетях, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ и весьма часто также плавкими предохранителями на стороне 0,4 кВ. [5].

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 10 и 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (72)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток для ТП1 определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (73)$$

где S_{Σ} – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, то есть с учётом аварийных ситуаций.

Рассчитываем ток для линии 1 на стороне 0,4 кВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{320,89^2 + 130,92^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 489,5 \text{ А.}$$

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 500А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-500.

Рассчитываем ток для ТП1 на стороне 10 кВ:

$$I_{расч} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 34,589 \text{ А}.$$

Для ТП1 я выбираю плавкую вставку с номинальным током 40 А.

В этом случае выбираем предохранитель марки НПН2-60.

Выбор предохранителей на сторонах 0,4 кВ и 10 кВ представлен в таблицах 21 и 22.

Таблица 21 – Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ

Участок сети	$I_{расч}$, А	$I_{пл.вст}$, А	Марка предохранителя
1	2	3	4
ТП1-18-13	489,5	500	ПН2-500
ТП1-42-17-14	608,5	630	ПН2-630
ТП2-16-13А	454,3	500	ПН2-500
ТП2-2-23-24-магазин	581,1	630	ПН2-630
ТП3-19-26	471,8	500	ПН2-500
ТП3-43-25	488,2	500	ПН2-500
ТП3-29-36	430,5	500	ПН2-500
ТП4-магазин-12	302,9	355	НПН-355
ТП4-8	241,8	250	ПН2-250
ТП4-27-34-34-34	532,6	630	ПН2-630
ТП5-СК	239,5	250	ПН2-250
ТП5-20-30-33-218	485,3	500	ПН2-500
ТП6-28-магазин	327,5	355	ПН2-355
ТП6-магазин-22-21-магазин	341,5	355	ПН2-355
ТП7-31	285,3	300	ПН2-300
ТП7-216-39	489,6	500	ПН2-500
ТП7-46-48	327,5	355	ПН2-355

1	2	3	4
ТП8-204-магазин-210-209	510,5	630	ПН2-630
ТП8-217-32	343,6	355	ПН2-355
ТП9-221-220	361,9	400	ПН2-400
ТП9-225-219	361,9	400	ПН2-400
ТП10-222-223-магазин-225А	281,4	300	ПН2-300
ТП10-224-226	361,9	400	ПН2-400
ТП11-гаражи	330,6	355	ПН2-355
ТП11-магазин-гаражи	285,6	300	ПН2-300
ТП11-гаражи-227	269,3	300	ПН2-300

Таблица 22 – Выбор предохранителей на стороне 10 кВ

Номер ТП	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
ТП1	29,6	35	НПН-60
ТП2	27,8	35	НПН-60
ТП3	35,8	40	НПН-60
ТП4	29,3	35	НПН-60
ТП5	19,9	20	НПН-60
ТП6	18,8	20	НПН-60
ТП7	26,7	35	НПН-60
ТП8	21,7	25	НПН-60
ТП9	21,4	25	НПН-60
ТП10	22,6	25	НПН-60
ТП11	23,5	25	НПН-60

Подробный расчет приведен в приложении А.

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника [4]:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}}, \quad (74)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}, \quad (75)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (76)$$

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, то есть они пройдут по всем условиям.

9.5 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току [4]:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p, \quad (77)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
ТП1	512,69	29,6	35	ВА52-39
ТП2	481,67	27,8	35	ВА52-39
ТП3	619,3	35,8	40	ВА53-43
ТП4	506,8	29,3	35	ВА52-39
ТП5	343,8	19,9	20	ВА52-39
ТП6	326,2	18,8	20	ВА52-39
ТП7	462,4	26,7	35	ВА52-39
ТП8	375,8	21,7	25	ВА52-39
ТП9	370,5	21,4	25	ВА52-39
ТП10	391	22,6	25	ВА52-39
ТП11	407,1	23,5	25	ВА52-39

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}.$$

10 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

10.1. Молниезащита распределительного пункта.

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Защита распределительного пункта от ударов молнии осуществляется двух стержневым молниеотводом высотой 24 метров. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150 м при расстоянии между молниеотводами, равном L . Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной, а остальные ее части называются торцевыми. Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

В плане торцевые части представляют собой полуокружности радиусом r_0 или r_x , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте h_0 , а третья расположена посередине между ними на высоте h_c .

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты:

при $L > h$

$$h_0 = 0.85 \cdot h, \quad (78)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (79)$$

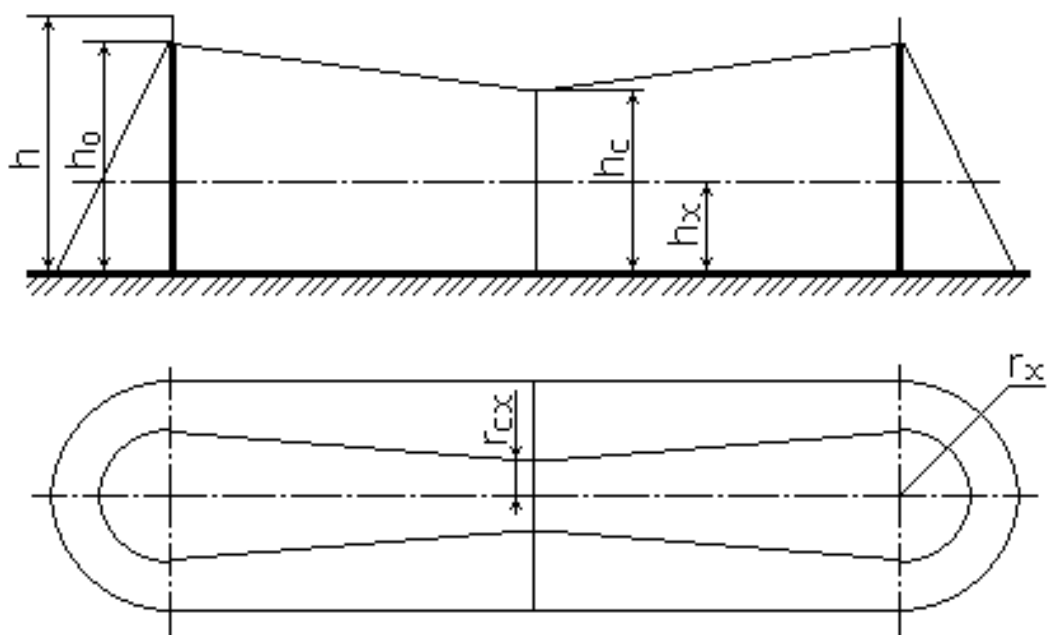


Рисунок 6 - Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h), \quad (80)$$

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right), \quad (81)$$

где h_0 - высота зоны защиты единичного молниеотвода, м;

h - фактическая высота молниеотвода, м;

r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м;

h_c - высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м;

L - расстояние между молниеотводами, м;

r_x - радиус зоны защиты на высоте h_x ;

h_x - высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

Основным условием защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зонам защиты, является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов .

Расчет производится для защиты объектов распределительного пункта, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

8 м для порталов 10 кВ;

6 м для остального оборудования.

Рассматривается зона защиты от ударов молнии двух стержневым молниеотводом высотой 24 метра. Расстояние L между молниеотводами 30 метров.

Для молниеотвода высотой 24 метров:

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 24 = 20,4 \text{ м,}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot 24 = 25,3 \text{ м,}$$

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h) = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (30 - 24) = 19,3 \text{ м.}$$

Определяется r_x для зоны защиты на высоте h_x - 8 м, 6 м:

$$r_{x1} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 25,3 \left(1 - \frac{8}{20,4} \right) = 15,4 \text{ м,}$$

$$r_{x2} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 25,3 \left(1 - \frac{6}{20,4} \right) = 17,9 \text{ м.}$$

Половина ширины зоны защиты r_{CX} на соответствующих уровнях над уровнем земли для молниеотводов различной высоты определяется по формуле:

$$r_{CX} = r_0 \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (82)$$

Для уровней 8; 6 метров r_x соответственно равны:

$$r_{CX1} = 20,4 \cdot (19,3 - 8)/19,3 = 11,9 \text{ м,}$$

$$r_{CX2} = 20,4 \cdot (19,3 - 6)/19,3 = 14,1 \text{ м.}$$

Результаты расчета парных молниеотводов сведены в таблицу 24.

Таблица 24 - Габариты зоны защиты парных молниеотводов

Молниеотводы	Расстояние, м	Ширина половины горизонтального сечения r_{CX} на высоте h_x , м	
		8	6
1-2	20,0	11,9	14,1

Из результатов расчета видно, что основное условие защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зоне защиты \underline{A} выполняется, $r_x > 0$.

10.2 Расчет заземления

Расчет заземляющего устройства для КТП.

Для электроустановок, имеющих напряжение до 1000 В и выше, получаются два значения нормативных сопротивлений заземляющего устройства:

для стороны до 1000 В:

$$R_{3y} \leq 4 \text{ Ом;}$$

для стороны выше 1000 В:

$$R_{3y} \leq \frac{125}{I_3}, \text{ где} \tag{83}$$

где I_3 – ёмкостной ток замыкания на землю сети выше 1000 В, $I_3=18$ А.

За расчётное должно быть принято меньшее из этих значений, как обеспечивающее безопасность.

Определяем сопротивление заземляющего устройства для стороны выше 1000 В:

$$R_{3y} \leq \frac{125}{18} = 6,94 \text{ Ом.}$$

Таким образом, определяющим, для расчёта является требование:

$$R_{3y} \leq 4 \text{ Ом.}$$

Заземляющее устройство выполняем в виде контура (прямоугольника) из горизонтальных и вертикальных заземлителей. В качестве вертикальных электродов используем стальные стержни диаметром 12 мм и длиной $L=5\text{м}$. Верхний конец электрода находится ниже уровня земли на 0,7 м. Тогда сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot \rho_p}{L} \cdot \left(\lg \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right), \quad (84)$$

где ρ_p – расчётное сопротивление грунта, Ом·м.

$$\rho_p = K_c \cdot \rho, \quad (85)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, измеренное при нормальной влажности;

K_c – коэффициент сезонности;

$$\rho_p = 1,23 \cdot 150 = 184,5 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

L – длина электрода, м;

d – внешний диаметр электрода, мм;

t – расстояние от поверхности земли до середины электрода, м:

$$t = \frac{L}{2} + 0,7 = 3,2 \text{ м.}$$

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 184,5}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 44,3 \text{ Ом.}$$

Вследствие явления экранирования, выражающегося во взаимном отталкивании линии стекания тока со стержней, сопротивление n одиночных вертикальных электродов:

$$R_{3В} = \frac{R_B}{n \cdot \eta_B}, \quad (86)$$

где η_B – коэффициент использования, зависящий от числа электродов, отношения расстояния между ними к длине электрода;

R_B – сопротивление одного вертикального электрода, Ом;

Определяем примерное число вертикальных заземлителей, предварительно приняв коэффициент использования $\eta_B = 0,68$:

$$n = \frac{R_B}{R_{3У} \cdot \eta_B}, \quad (87)$$

где $R_{3У}$ – сопротивление заземляющего устройства, Ом.

$$n = \frac{44,3}{4 \cdot 0,68} = 16,2 \text{ шт.}$$

Предварительно принимаем число вертикальных заземлителей $n = 16$ и отношении расстояния между вертикальными электродами к их длине $\frac{a}{l} = \frac{4}{5}$.

Горизонтальные электроды выполняем из полосовой стали 40×4 мм. Общая длина полосы $l = 100$ м.

Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов:

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_p}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (88)$$

где b – ширина полосы, м: $b = 0,04$ м;

t – глубина заложения полосы, м: $t = 0,7$ м;

ρ_p – расчётное сопротивление грунта, Ом·м.

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 184,5}{100} \cdot \lg \frac{2 \cdot 100^2}{0,7 \cdot 0,04} = 3,95 \text{ Ом.}$$

Определяем действительное сопротивление растекания горизонтальных электродов с учётом взаимного экранирования горизонтальных и вертикальных электродов. Коэффициент использования соединительной полосы в контур $\eta_{\Gamma} = 0,86$ при числе вертикальных электродов в ряду $n = 4$ и отношении

$$\frac{a}{l} = \frac{4}{5}:$$

$$R_{3\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (89)$$

$$R_{3\Gamma} = \frac{3,95}{0,86} = 4,6 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{3B} \leq \frac{R_{3r} \cdot R_{3y}}{R_{3r} - R_{3y}}, \quad (90)$$

где R_{3r} – действительное сопротивление растекания горизонтальных электродов, Ом;

R_{3y} – сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$$R_{3B} \leq \frac{4,6 \cdot 4}{4,6 - 4} = 30,7 \text{ Ом.}$$

Уточнённое число вертикальных электродов определяем при коэффициенте использования $\eta_B = 0,68$ (при $n=4$ и отношении $\frac{a}{l} = \frac{4}{5}$)

$$n = \frac{30,7}{4 \cdot 0,68} = 11,3$$

Окончательно принимаем в контуре 12 вертикальных заземлителей.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3B} = \frac{44,3}{14 \cdot 0,68} = 4,65 \text{ Ом,}$$

$$R_{3r} = 3,95 \text{ Ом}$$

$$R_{3y} = \frac{4,65 \cdot 3,95}{4,65 + 3,95} = 2,14 \text{ Ом}$$

$$2,14 < 4 \text{ Ом}$$

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

11.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ

Согласно с ПУЭ для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени. Защита от однофазных замыканий на землю должна в первую очередь реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих на кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия [7].

11.1.1 Расчёт установок токовой отсечки

Селективность действия токовой отсечки достигается тем, что ее ток срабатывания принимается больше максимального тока короткого замыкания, проходящего через защиту при повреждении внешнего элемента. Действие защиты при коротком замыкании увеличивается по мере приближения места короткого замыкания [8].

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (91)$$

где $I_{п0}^{(3)}$ – действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у шин трансформаторной подстанции, А;

$k_{отс}$ – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей;

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6,$$

$$I_{с.з.}^{ТО} = 1,05 \cdot 3,37 = 3,54 \text{ кА}.$$

Токовая отсечка является быстродействующей защитой и может срабатывать от толчков тока намагничивания, возникающих при включении силовых трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому $I_{с.з.}^{ТО}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (92)$$

где $\sum I_{ном.т}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи, А;

$k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$.

Покажем расчёт установок токовой отсечки на примере расчета ТО для участка РП-ТП11.

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (93)$$

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (94)$$

$$I_{бр.нам} = 4 \cdot \frac{10520}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,31 \text{ кА},$$

$$3,54 \geq 2,31 \text{ кА}.$$

Условие выполняется, следовательно, устава выбрана верно.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки при максимальном двухфазном токе КЗ в месте установки защиты:

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{I_{к\text{max}}^{(2)}}{I_{с.з.}^{\text{ТО}}} \quad (95)$$

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{4,88}{3,54} = 1,4 \geq 1,2$$

Так как согласно ПУЭ коэффициент чувствительности для органов тока и напряжения ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, при наличии надежно действующей селективной резервной ступени - около 1,2. В том случае, если коэффициент чувствительности меньше 1,2, то необходимо проверить сколько процентов длины линии будет защищено токовой отсечкой. Для этого необходимо построить график спада тока трехфазного КЗ.

Расчет ТО для остальных отходящих линий приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет ТО для отходящих линий 10 кВ

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{с.з.}^{\text{ТО}}$, кА	$I_{бр.нам}$, кА	$I_{к\text{max}}^{(2)}$, кА	$k_{ч\text{ТО}}^{(3)}$
РП-ТП4	4,81	5,05	0,29	4,02	0,80
РП-ТП7	4,10	4,30	0,66	5,23	1,22

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке.

11.1.2 Расчёт установок максимальной токовой защиты

Расчёт установок максимальной токовой защиты покажем на примере расчета МТЗ для участка РП6-ТП5.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_B} I_{р.мах}, \quad (96)$$

где $k_{зап.}$ – коэффициент запаса, учитывает погрешность реле, принимается равным для «Сириус-2-Л» $k_{зап.} = 1,1$;

$k_{сзп}$ – коэффициент само запуска, учитывает возможность увеличения тока в защищаемой линии в следствии само запуска электрических двигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ. Для городских распределительных сетей $k_{сзп} = 1,2$;

$I_{р.мах}$ – максимальный ток в линии, А;

k_B – коэффициент возврата токового реле; для «Сириус-2-Л» принимаем в пределах 0,92-0,95;

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (97)$$

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

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с $I_{ном.} = 400$ А:

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,8 \text{ A.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую установку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{c.з.}} \geq 1,5, \quad (98)$$

где $I_{к\ min}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ, А.

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Время срабатывания «Сириус-2-Л» выбирается по условиям согласования по току и времени с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{c.з.} = t_1 + \Delta t, \quad (99)$$

где t_1 – время срабатывания предыдущей защиты, с;

Δt – ступень селективности. Δt принимается $\approx 0,5$.

Защитным устройством трансформаторов ТП является предохранитель. Предохранители были выбраны с учетом их селективной работы с автоматическим выключателем 0,4 кВ, и, время их срабатывания составляет $t_1 = 0,8 \dots 1,0$ с. Поэтому, время срабатывания «Сириус-2-Л» принимается:

$$t_{c.з.} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Наибольшей плавкой вставкой во всей рассматриваемой петле является вставка на $I_{ном} = 60$ А. Для такой вставки по времятоковой характеристике предохранителя ПК определяем величину тока, при котором вставка расплавится за время $t_{с.з.}=1,3$ с. Для согласования МТЗ и предохранителей, необходимо выполнение условия:

$$I_{с.з.} \geq I_{пл}, \quad (100)$$

где $I_{пл}$ – значение тока, необходимого для плавления вставки предохранителя за время $t_{с.з.}$, А.

Для времени $t_{с.з.} = 1,3$ с: $I_{пл} = 230$ А.

$$544,32 \geq 230 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, время срабатывания «Амур» удовлетворяет условию селективности.

Расчет МТЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет МТЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}$, А	$I_{раб.мах}$, А	$I_{с.р.}$, А	$k_{ч.МТЗ}$	$I_{пл}$, А	Уставка тока, А
РП						
ЦРП-ТП7	116,53	82,98	2,52	43,25	15	4
ЦРП-ТП4	239,96	170,88	5,2	21,8	15	6

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на всех отходящих присоединениях.

11.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

ОЗЗ предназначено для защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю, а также для защиты

генератора, электродвигателя, трансформатора от однофазных замыканий на землю (корпус) в обмотках. Данная защита позволяет расширить функциональные возможности и повышение чувствительности средств защиты сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю. Принцип действия состоит в измерении тока утечки на землю через общее сопротивление сети относительно земли, этот ток усредняют, по среднему значению измеренного тока и напряжению источника питания определяют сопротивление изоляции, сравнивают его с предельно допустимым значением и, по достижении им предельно допустимого значения формируют сигнал на отключение защищаемой сети, дополнительно выбирают фазу с наибольшим по абсолютному значению напряжением относительно земли и в ней измеряют ток утечки. На текущем интервале времени, соответствующем периоду промышленной частоты, указанные токи утечки сравнивают между собой и по их соотношениям определяют место повреждения изоляции. Кроме того, измеряют фазные напряжения и по их отношению к соответствующему току утечки определяют общее сопротивление защищаемой сети относительно земли, что позволяет выявлять дефекты в изоляции на ранней стадии развития.

Рассчитаем ток срабатывания защиты на примере участка РП-ТП17:

$$I_{с.з.}^{ОЗЗ} = k_{отс} \cdot I_c, \quad (101)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки;

I_c - емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток определяется по следующей формуле:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{кл\Sigma}}{10} \right) \quad (102)$$

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошинок относительно земли ($K = 1,25 - 1,35$);

$l_{кл\Sigma}$ – суммарная длина кабельных линий.

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1,98}{10} \right) = 2,48 \text{ А,}$$

$$I_{с.з.}^{O33} = 1,1 \cdot 2,48 = 2,73 \text{ А.}$$

Расчет ОЗЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$, км	I_c , А	$I_{с.з.}^{O33}$, А
РП			
ЦРП-ТП4	0,561	0,7	0,77
ЦРП-ТП7	0,48	0,6	0,66

По данным расчета можно пронаблюдать, что ОЗЗ можно принять к установке на всех отходящих присоединениях.

11.2 Релейная защита вводного выключателя РП 10 кВ

11.2.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{сз}^{TO} = 1,05 \cdot 6,7 = 7,04 \text{ кА.}$$

Расчет ТО для РП приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет ТО для РП

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{с.з.}^{TO}$, кА
ПС «Восточная» - ЦРП	6,04	7,04

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на всех вводах выключателей РП.

11.2.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на ТП4:

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А.}$$

Для установленных на вводе ТП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 У3 с $I_{ном.} = 400 \text{ А}$:

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,78 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л», имеющую уставку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Расчет МТЗ для остальных ТП приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}}, \text{ А}$	$I_{с.р.}, \text{ А}$	$k_{ч.МТЗ}$	Уставка тока, А
ПС «Восточная» - ЦРП	544,32	170,88	11,78	5,36	12

По данным расчета можно пронаблюдать, что максимальную токовую защиту можно принять к установке.

11.2.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

Емкостной ток определяется по следующей формуле (84):

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 2,506}{10} \right) = 3,13 \text{ А,}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.}^{TO} = 1,1 \cdot 3,13 = 3,44 \text{ А.}$$

Расчет ЗНЗ для остальных РП приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет ЗНЗ для ЦРП 10 кВ.

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$, км	I_c , А	$I_{с.з.}^{TO}$, А
ПС «Восточная» - ЦРП	2,1	3,13	3,44

11.3 Релейная защита секционного выключателя

11.3.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (84):

$$I_{сз}^{TO} = 1,05 \cdot 6,7 = 7,04 \text{ кА.}$$

Расчет ТО для РП приведен в таблице 31

Таблица 31 – Расчет ТО для РП

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{с.з.}^{TO}$, кА
ПС «Восточная» - ЦРП	6,04	7,04

По данным расчетам можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на РП.

11.3.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на РПб по формуле (99):

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А.}$$

Для установленных на вводе РП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с $I_{ном.} = 400 \text{ А}$:

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,78 \text{ А}.$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую уставу тока 20 А.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, \text{ А}$	$I_{раб.мах}, \text{ А}$	$I_{с.р.}, \text{ А}$	$k_{ч.МТЗ}$	Уставка тока, А
РП					
ПС «Восточная» - ЦРП	544,32	170,88	11,78	5,36	12

По данным расчета можно пронаблюдать, что максимальную токовую защиту можно принять к установке.

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

12.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с помощью коэффициента инфляции на 2019 год ($K_{инфл} = 6,17$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [6]:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП, $K_{КЛ}$.

$$K = K_{ПС} + K_{КЛ} \quad (103)$$

Рассчитаем капиталовложения:

$$K = 7.052 \cdot 10^3 + 2.286 \cdot 10^3 = 9.339 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6]:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (104)$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружения ПС:

$$K_{ПС} = 6,574 \cdot 10^5 + 3,21 \cdot 10^5 + 6,677 \cdot 10^5 = 9,887 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение кабельных линий определяются по формуле [6]:

$$K_{КЛ} = (L_{КЛ} + k_{УД}) + K_{смп}, \quad (105)$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружение кабельных линий :

$$K_{КЛ} = 2244000 + 50000 = 2294000 \text{ руб}$$

Таблица 33 – Результаты расчёта капиталовложений

Схема № 1			Схема № 2		
$K_{ПС}$, млн.руб.	$K_{ВЛ}$,млн.руб.	K ,млн.руб.	$K_{ПС}$, млн.руб.	$K_{ВЛ}$,млн.руб.	K ,млн.руб.
2.28	7.05	9.39	7.05	1.73	8.78

12.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{АМ} + I_{РЭО} + I_{ΔW}, \quad (106)$$

Рассчитаем издержки:

$$I = 3.015 \cdot 10^3 + 434.19 + 469 = 3016,186 \text{ тыс.руб.}$$

где $I_{АМ}$ – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (107)$$

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт:

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 2,28 \cdot 10^6 + 0,059 \cdot 7,05 \cdot 10^6 = 434.19 \text{ тыс.руб.}$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет) [6]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (108)$$

Найдём издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{9,39 \cdot 10^6}{20} = 469 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [6]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (109)$$

Найдём издержки стоимости потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = 1,945 \cdot 10^3 \cdot 1,55 = 3,015 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, равен 1,55 руб/МВт·ч.

12.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, который является более надежным

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (110)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 34.

Таблица 34 – Экономические показатели сравнения вариантов

№ варианта	К, тыс.руб	И, тыс.руб	З, тыс.руб/кВт*ч
1	9339	3016.186	3017.119

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

13.1. Безопасность

Для этого пункта мы рассмотрим охрану труда и технику безопасности при обслуживании различного электрооборудования.

Капитальный ремонт РУ выше 1000 В следует проводить, руководствуясь технологическими картами и проектом производства работ (ППР).

При ремонте РУ необходимо твердо знать меры безопасности при выполнении работ, а так же инструкции по обслуживанию оборудования.

Для безопасного проведения работ должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- выдача наряда или распоряжения на производство работ;
- выдача разрешения на допуск;
- допуск;
- надзор при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе, окончания работы.

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

- проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;
- вывешены запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление;
- ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешены на ограждениях плакаты и знаки

безопасности.

Работы необходимо выполнять по наряду-допуску или распоряжению, не допуская расширения рабочих мест и объема задания. В сомнительных случаях следует получить разъяснение мастера, выдающего задание. При получении задания на незнакомую работу необходимо пройти дополнительный целевой инструктаж о безопасных приемах ее выполнения. Не следует выполнять распоряжения, если их выполнение может вызвать опасность для себя или окружающих.

Приступать к работе можно только после допуска и инструктажа на рабочем месте. В случае изменения состава бригады производитель работ обязан проинструктировать работников, введенных в состав бригады.

Производитель работ должен вести надзор за соблюдением требований безопасности и находиться на том участке, где выполняется наиболее опасная работа.

В процессе работы производителю работ необходимо следить за наличием, исправностью и правильным применением необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений, а также за сохранностью на рабочем месте ограждений, знаков и плакатов безопасности, запирающих устройств.

В случае необходимости ухода с рабочего места производителя работ бригада должна быть удалена с рабочего места и закрыта дверь РУ на замок.

Члены бригады могут уйти с рабочего места только с разрешения производителя работ.

Приступать к работе членам бригады после временной отлучки и после любого перерыва в работе можно только с разрешения производителя работ.

Перевод на другое рабочее место в электроустановках выше 1000 В подстанции должен осуществлять допускающий или производитель работ, если ему это поручено с записью в наряде.

При выполнении работы располагаться около не огражденных токоведущих частей 6-10 кВ, находящихся под напряжением, нужно так, что бы

они не находились сзади или с двух боковых сторон. Приближаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением можно на расстояния не менее указанных в [1]. К изоляторам оборудования, находящегося под напряжением, можно прикасаться, только применяя электрозащитные средства, соответствующие значению рабочего напряжения. При использовании электрозащитных средств допускается приближение к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

При работе на участках отключенных токоведущих частей и на изолированных от земли металлических предметах в зоне влияния электрического поля для снятия наведенного потенциала их необходимо заземлять.

Прикасаться к отключенным, но не заземленным токоведущим частям можно только с применением средств защиты.

Ремонтные приспособления и оснастка, которые могут оказаться изолированными от земли, так же должны быть заземлены.

Для защиты от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и электромагнитного поля необходимо применять электрозащитные средства.

Электрозащитными средствами необходимо пользоваться в электроустановках напряжением не выше того, на которое они рассчитаны. Пользоваться можно только теми средствами защиты, у которых не истек срок очередного испытания. Перед применением эти средства должны быть осмотрены для определения их пригодности.

Изолирующие средства защиты и приспособления в процессе работы должны быть защищены от увлажнения. В открытых электроустановках ими можно пользоваться только в сухую погоду. В случае отсыревания их необходимо изъять из употребления. Средства защиты из резины в процессе работы должны быть защищены от воздействия масел, бензина и других разрушающих резину веществ, а так же от прямого воздействия солнечных

лучей.

При работе в диэлектрических перчатках края их нельзя подворачивать, рукава одежды должны частично находиться внутри перчаток. При работе вне помещения в холодное время под резиновые перчатки следует надевать тонкие шерстяные или хлопчатобумажные перчатки.

Переносные заземления, подлежащие установке на токоведущие части, необходимо осмотреть, при разрушении контактных соединений, повреждении проводников, их расплавлении или обрыве жил переносные заземления следует изъять из употребления.

В установках выше 1000 В устанавливать и снимать переносные заземления, а так же закреплять зажимы переносных заземлений необходимо в диэлектрических перчатках, применяя штангу.

При работе под напряжением до 1000 В необходимо применять инструмент с изолирующими рукоятками.

При работах, когда не представляется возможным закрепиться стропом предохранительного пояса за конструкцию, опору и т.п., следует пользоваться страховочным канатом, предварительно заведенным за конструкцию, делать опоры и т.п. Выполнять эту работу должны двое, второй человек должен по мере необходимости медленно опускать или натягивать страховочный канат.

Следует применять предохранительный монтерский пояс со стропом из технической капроновой ленты или аналогичного материала. Пояс, подвергшийся динамическому рывку, необходимо изъять из употребления.

При проведении сварочных работ необходимо применять предохранительный пояс со стропом из металлической цепи.

Необходимо уметь пользоваться в случае необходимости противогазом и респиратором. Респиратор предназначен для индивидуального пользования и передавать его другому работнику можно только после дезинфекции.

При работе необходимо пользоваться исправными инструментами, приспособлениями и применять их по назначению. При обнаружении непригодности необходимо изъять из употребления и поставить в известность

об этом начальника подстанции.

Разрешается использовать ручной инструмент с заостренными кольцами (напильники, шаберы и др.) если на его рукоятках имеются металлические бандажные кольца.

При работе клиньями или зубилом с помощью кувалд необходимо применять клинодержатели с рукояткой длиной не менее 0,7 м [3].

При работе с инструментом ударного действия необходимо пользоваться защитными очками для защиты глаз от твердых частиц.

Подавать что-либо на конструкцию или оборудование следует с помощью бесконечного каната, веревки или шнура, надежно закрепив подаваемые предметы, стоящий внизу работник (электрослесарь) должен удерживать канат для предотвращения его раскачивания или приближения к токоведущим частям.

Инструмент на рабочем месте необходимо располагать так, чтобы он не скатывался и не падал.

При переноске и перевозке острые части инструмента должны быть защищены. Непосредственно перед применением инструмент необходимо осмотреть и не использовать неисправный.

Затачиваемый предмет должен подводиться к кругу плавно, без ударов; нажимать на круг следует без усилий. Не допускается тормозить вращающийся круг нажимом на него каким-либо предметом, а также использовать рычаг для увеличения усилия нажима обрабатываемых деталей на шлифовальный круг. Полировать и шлифовать мелкие детали следует с применением специальных приспособлений и оправок.

Кабель электроинструмента необходимо защищать от случайного повреждения и от соприкосновения его с горячими, влажными и масляными поверхностями. Необходимо избегать натягивание кабеля, его перекручивания и перегибания, а так же не ставить на него груз, не допускать пересечения со шлангами и кабелем газосварки.

При внезапной остановке электроинструмента (исчезновение напряжения

в сети, заклинивание движущих частей и т.п.) необходимо отключать его выключателем. При переносе электроинструмента с одного рабочего места на другое, а так же при перерыве в работе и окончания ее, инструмент необходимо отсоединить от штепсельной вилкой.

При использовании переносного ручного электросветильника необходимо следить, что бы провод светильника не касался влажных, горячих и масляных поверхностей.

Если во время работы обнаружится неисправность электролампы, провода или трансформатора, необходимо заменить их исправным, предварительно отключив от электросети.

Установленные при подготовке рабочих мест заземления, плакаты и ограждения необходимо сохранять на местах их установки. Временное снятие и повторную установку заземлений следует выполнять в соответствии с указанием в наряде.

Необходимо постоянно следить за надежностью присоединения и исправностью заземления устройства и заземлений.

На рабочем месте не должно быть посторонних предметов. Используемые материалы, приспособления, оборудование не должны загромождать пути эвакуации.

Находящиеся на рабочем месте средства пожаротушения должны быть доступны и готовы к применению [6].

13.2 Экологичность.

В этом разделе произведен расчет шума создаваемый трансформатором.

Расчет шума, создаваемого трансформатором может возникнуть в двух случаях [9]:

- 1) при реконструкции действующей ПС;
- 2) при проектировании новой подстанции (ПС).

В своей дипломной работе я проектировал новые ТП и выбрал несколько трансформаторов. Для них я и произведу расчет на шум.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно-

гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

При проектировании новой подстанции необходимо определить ее расположение относительно прилегающей к ПС территории.

Если шум на трансформаторной подстанции будет превышать нормы СанПиНа, то необходим произвести меры, в которые могут входить насаждения зеленых заграждений в которые могут входить как деревья так и другая растительность (кустарники травы), а также выбор других трансформаторов. Деревья и другая растительности в зависимости от количества трансформаторов могут садить в две полосы, а также различной ширины.

Ниже приведем в таблицу 38 необходимые данные по расчету шума трансформатора.

Таблица 35 - Данные к расчету шума создаваемого трансформаторами

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М)	630	10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов- интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов М)	1000	10	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов- интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек

При реконструкции действующей ПС, когда увеличивается мощность силовых ТМ, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума.

Рассмотрим случай, когда ТМ установлены на открытой территории ПС. Данная задача часто встречается при размещении ПС в сельской местности, когда ее необходимо разместить рядом с сельским населенным пунктом.

Порядок расчета шума на примере проектировании новой подстанции.

1. По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов. Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям домов отдыха составляет: $ДУ_{L_A} = 45$ дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла уровень звуковой мощности составляет ($S_{ном} = 630$ кВА, $U_{ном} = 10$ кВ), согласна:

$L_{WA} = 70$ дБА.

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A .

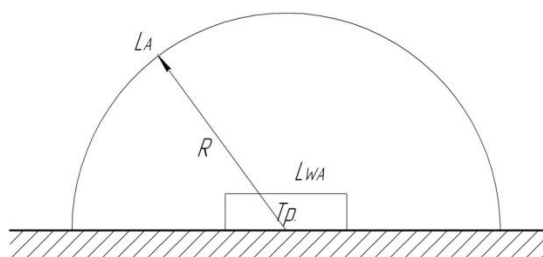


Рисунок 7 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (111)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (112)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 6. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

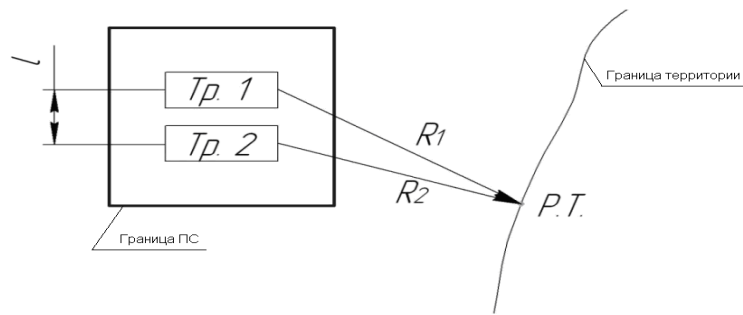


Рисунок 8 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{Wai}}, \quad (113)$$

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 110} = 73 \text{ дБА}$$

где N - количество источников шума ;

L_{Wai} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде

$$DV_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (114)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - \Delta L_{LA})}}{2\pi}}, \quad (115)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(73,01-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 12 \text{ м}.$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{CЗ}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - \Delta L_{LA})}}{2\pi}}, \quad (116)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(76,01-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 18 \text{ м}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{CЗ}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

13.3 Пожарная безопасность

В соответствии с правилами указанными в документе Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 “О противопожарном режиме” [10].

К первичным средствам пожаротушения относятся все виды огнетушителей, внутренние пожарные краны, ящики с песком, асбестовые полотна, войлок, кошма.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории,

производственных зданиях, на строительных площадках и т.п. должны устанавливаться специальные щиты. Пожарные щиты должны устанавливаться на видных и доступных местах. Отдельное размещение огнетушителей с учетом их конструктивных особенностей допускается в небольших помещениях.

Огнетушители, асбестовое, войлочное полотно и ящики с песком, установленные вне помещений должны быть защищены от воздействия атмосферных осадков, а огнетушители и от воздействия солнечных лучей.

Песок должен храниться в металлических ящиках вместимостью 0,5 м, укомплектованных совковой лопатой или большим совком (в тесных помещениях). Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание в него осадков. Песок должен быть постоянно сухим, сыпучим, без комков и посторонних примесей. Один раз в год песок необходимо перемешивать и удалять камни.

Проверка состояния и готовности к действию асбестового полотна (войлока, кошма) должны производиться не реже двух раз в год.

Пенный огнетушитель ОП-10

предназначен для тушения начинающихся небольших пожаров и загораний твердых веществ и материалов, небольших разливов горючих жидкостей, кроме электрооборудования, находящихся под напряжением.

Углекислотные огнетушители ОУ-2 и ОУ-5 предназначены для тушения небольших пожаров и загораний, в том числе электроустановок, находящихся под напряжением не выше 1000 В.

При тушении электроустановок, находящихся под напряжением углекислотными или порошковыми огнетушителями, необходимо соблюдать следующие меры безопасности :

- расстояние от огнетушителя до токоведущих частей должно быть не менее одного метра;
- обязательное использование диэлектрических перчаток и галош (бот);
- нельзя прикасаться к раструбу углекислотного огнетушителя во избежание обмороживания руки или части тела.

Территория открытого распределительного устройства (ОРУ) должна постоянно содержаться в чистоте и систематически очищаться от различных отходов и мусора. Запрещается

использовать противопожарные разрывы между зданиями под складирование материалов, оборудования, тары и для стоянки автомашин и спецмеханизмов.

Хранение оборудования и других материалов вплотную к зданиям не разрешается.

Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии.

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

На территории ОРУ следует периодически скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение и сжигание высушенной травы на территории подстанции и на прилегающей площадке на расстоянии ближе 100 м. Запрещается выжигать сухую траву на территории подстанции и прилегающих к ограждению площадках.

Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение. Уплотнения должны выполняться в кабельных лотках в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления лотков и через каждые 50 м по длине. Места уплотнения кабельных лотков должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. В кабельных лотках в качестве огнестойких уплотнений допускается применять пояса из песка длиной не менее 0,3 метра.

Пожарная безопасность трансформаторов обеспечивается:

- соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ и заводскими инструкциями;
- соблюдением норм качества масла, его изоляционных свойств и температурных режимов;

- качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования устройств автоматики и защиты.

Маслоприемные устройства под трансформаторами, маслопроводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторе должна проверяться работа маслопроводов.

Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки без разрывов высотой не менее 150 мм под землей. В местах выкатки трансформаторов бортовое ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала, легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением.

Запрещается использовать стенки кабельных каналов в качестве бортового ограждения маслоприемников.

Горловина выхлопной трубы трансформатора не должна быть направлена на рядом (ближе 30 м) установленное оборудование и сооружения, а также пути прохода персонала.

Тушение пожара в помещениях с электроустановками, находящимися под напряжением до 10 кВ, всеми видами пен с помощью ручных средств запрещается, так как пена и раствор пенообразователя обладают повышенной электропроводимостью.

При необходимости тушения пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (туннеля) пеной, производится предварительное закрепление пеногенераторов, их заземление, а также насосов пожарных машин. Водитель пожарной машины должен работать в диэлектрических ботах и перчатках.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был предложен вариант электроснабжения города, так как предыдущее оборудование устарело и требовало модернизации

По удельным нагрузкам определены расчетные нагрузки жилых и общественных зданий данного города.

В ходе работы спроектирована система наружного освещения микрорайона

По расчетным нагрузкам зданий была определена расчетная мощность на шинах ТП 0,4 кВ, выбрано оптимальное число и мощность силовых трансформаторов для каждой ТП, а также определено месторасположение каждой ТП.

Выбрана схема распределительной сети.

Для проверки параметров оборудования ТП рассчитаны токи КЗ.

Выбрана коммутационно-защитная аппаратура.

Произведен расчет заземления ТП.

Также в работе были рассмотрены вопросы БЖД: электробезопасность при обслуживании городских сетей; расчет заземления ТП; особенности тушения пожаров в электроустановках.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.
2. Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.– 125 с.
3. Лазарою Д.Ф., Бикир Н. Шум электрических машин и трансформаторов: Пер. с рум. / Д.Ф. Лазарою, Н. Бикир. – М.: Энергия, 1973. – 271 с.
4. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике / А.Б. Булгаков : Учебно-методический комплекс по дисциплине «Охрана окружающей среды в электроэнергетике». – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. – 83 с.
5. Гурова Е.Ю. Пожарная безопасность: Практикум для студентов очной и заочной форм обучения. –Благовещенск: АмГУ, 2001
6. Воронина А.А., Шибенко Н.Ф. Безопасность труда в электроустановках: Учеб. пособ. для сред. ПТУ. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 1987. - 192 с.
7. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: федеральный закон Российской Федерации от 21.12.1994 № 68-ФЗ (с изменениями и дополнениями).
8. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2003.
9. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки».