

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В.Савина

« _____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения юго-восточной
части города Благовещенск

Исполнитель

студент группы 742-об3

_____ подпись, дата

А.А. Маркова

Руководитель

профессор, канд. техн.
наук

_____ подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности

доцент, канд.техн.наук

_____ подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

_____ подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

«___» _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Марковой Алены Александровны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения юго-восточной части города Благовещенск

(утверждена приказом от 19.03.2021г. № 575-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план района, однолинейная схема питающей подстанции, нормативно-справочная литература

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района проектирования. Определение расчетных нагрузок района, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления для комплектной трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Генеральный план с линиями 10 кВ. 2. Генеральный план с линиями 0,4 кВ. 3. План ТП 10/0,4 кВ, ЦРП с размещением оборудования 4. Однолинейная схема ЦРП. 5. Однолинейная схема. ТП 6. Релейная защита.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 24.03.2021г.

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 116 страниц, 15 рисунков, 36 таблицы, 27 источников.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ОЦЕНКА РЕГИОНА, ТРАНСФОРМАТОР, ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРО НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ЭЛЕКТРОПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КРАТКОВРЕМЕННОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, НАДЕЖНОСТЬ ТАКЖЕ ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе изобретена модель электроснабжения юго-восточной части города Благовещенск.

Цель работы – разработать оптимальную обоснованную систему электроснабжения вновь возводимого объекта.

Проведены вычисления нагрузок, но кроме того вычисление максимальных токов кратковременного замыкания с целью подбора а также контроля электрооборудования. Сделан контроль каждого аппарата при разных системах деятельности. Сделаны вычисления релейной защиты.

Кроме того в работе имеются мероприятия в области защиты и экологичности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Основная часть	11
1.1 Характеристика района расположения города Благовещенск	11
1.2 Характеристика микрорайона «Игнатьевская Усадьба»	13
1.3 Схема электроснабжения микрорайона «Игнатьевская Усадьба»	16
2 Расчет электрических нагрузок	18
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	18
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	18
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	21
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	21
2.2.2 Расчет осветительной нагрузки	22
2.3 Расчет ЦЭН и выбор месторасположения ЦРП, ТП	23
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	27
2.5 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	27
2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	29
2.7 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	32
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	34
3.1 Общие положения	34
3.2 Выбор силовых трансформаторов на напряжение 10/0.4 кВ	34
4 Выбор схемы и конструкции ТП	37
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	38
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	41
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	41
6.2 Расчет электрических нагрузок ЦРП 10 кВ	42
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	43
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	43

6.5 Расчет электрических нагрузок ЦРП	46
7 Выбор схемы и конструкции ЦРП	48
8 Расчет токов КЗ	49
8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	49
8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	52
9 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	56
10 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	58
11 Выбор и проверка электрических аппаратов	59
11.1 Выбор и проверка выключателей	59
11.2 Выбор и проверка трансформатора тока	62
11.3 Выбор и проверка сборных шин	66
11.4 Выбор комплектных распределительных устройств	72
11.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	73
11.6 Выбор и проверка предохранителей	75
12 Заземление и молниезащита	80
12.1 Заземление КТП 10/0,4	80
12.2 Молниезащита РП 10 кВ и КТП 10/0,4 кВ	85
13 Релейная защита и автоматика	87
13.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10кВ	87
13.1.1 Расчет уставок токовой отсечки	87
13.1.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	90
13.1.3 Расчет уставок защиты от замыканий на землю	93
14 Экономический расчет	95
14.1 Расчет капитальных вложений	95
14.2 Расчет эксплуатационных издержек	96
15 Безопасность и экологичность	99
15.1 Безопасность	99
15.2 Экологичность	104
15.3 Пожарная безопасность	109
Заключение	113

Библиографический список	114
Приложение А	117
Приложение Б	177
Приложение В	178

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КЦ – космический центр;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ОП – обратная последовательность;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПП – прямая последовательность;

ПС – подстанция;

РЗиА – 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

В начале 2020 года появился проект по строительству в городе Благовещенске на смотровой площадке новый микрорайон на 13 тысяч жителей под названием «Игнатьевская усадьба».

Одна из главных задач построенного постройки нового микрорайона – увеличение доступности жилья в городе Благовещенск.

Также постройка микрорайона имеет несколько плюсов:

- постройка доступного жилья для людей, город Благовещенск развивается, спрос на жилье увеличивается и ему необходимы дома, примечательно что цена в таких квартирах ниже, чем в центре города;

- микрорайон будет располагаться на само высокой точке города, что откроет его жителям красивый вид на прилегающую территорию, а также на город Хайхэ.

Под концепцией электроснабжения города подразумевается комплекс электро сетей абсолютно всех напряжений, находящихся в местности мегаполиса а также специализированная с целью потребления. Для питания потребителей, находящихся в местности населенных пунктов, формируются специализированные электрические сети, согласно которым сопоставления с электрическими сетями энергетических концепций обладают свойственные им характерные черты. Более подробно данные характерные черты обнаруживаются при присутствии формирования электро сетей в крупных населенных пунктах. В настоящий период времени подобные сети формируют характерные концепции электроснабжения населенных пунктов.

Из-за, формирования индустриальной, селитебной, коммунально – складочной а также по внешнему виду автотранспортной области, проявляется вопрос оптимального возведения муниципальных концепций электроснабжения, во следствии чего же, совершается увелечение электро сетей, находящихся в местности населенных пунктов, специализированных с целью электроснабжения их потребителей.

Один с наиболее значимых критериев микрорайона считается электропередача энергии, по этой причине ему следует выделить особенный интерес, стоит отметить, что вывод из строя, в том числе наиболее небольшого компонента сети способен всерьез оказать влияние на всю сеть в целом.

На подготовительном этапе проектирования, учитывались такие факторы как:

- категория объекта электроснабжения (в моем случае это электроснабжение микрорайона, преобладает вторая категория надежности);
- характеристика окружающей среды города Благовещенск;
- пожар опасность прилегающей лесной территории;
- наличие химических опасных веществ вблизи микрорайона.

В моем дипломе основной целью является создание и расчет внутренней системы электроснабжения микрорайона «Игнатьевская усадьба», для чего необходимо рассчитать нагрузки и выбрать оборудование.

Задачи выполненные в моей работе:

- расчет активной и реактивной нагрузки зданий;
- расчет центра энергетический нагрузок для выбора места установки трансформаторных подстанций (далее ЦЭН);
- выбор схемы электроснабжения;
- выбор конструкции трансформаторных подстанций;
- выбор и проверка силового оборудования.

Взяв за основу план города я по количеству квартир и данным из инструкции по проектированию городских электрических сетей нашла Реактивную и активную нагрузку каждого здания.

По данным нагрузки и координатам зданий, рассчитала центр электрической нагрузки и определила место установки трансформаторных подстанций.

Из нескольких вариантов схем электроснабжения выбрала самую надёжную и экономически выгодную

Выбрала конструкцию трансформаторной подстанции (БКТП – блочная

комплектная трансформаторная подстанция)

Нашла полную мощность и выбрала силовые трансформаторы, выбрала сечение, тип и марку кабеля, выбрала и проверила коммутационные аппараты.

Актуальность выбранной темы очевидна, микрорайон строиться с нуля и для него необходимо разработать электроснабжение. В данный момент ведутся работы по застройке малоэтажных зданий на площадке.

Прогнозируемым итогом считается приобретение верной концепции внутреннего электроснабжения также отдачей эксплуатации со незначительным сроком окупаемости, но также стоит отметить превосходное свойство электро энергии.

Планирование внутренней концепции электроснабжения мегаполиса разрабатывалось со применением единых нормативных бумаг таких как:

- руководящие документы;
- принципы прибора электроустановок;
- правила промышленной эксплуатации электроустановок покупателей;
- руководства по эксплуатации.

Таким образом, с особыми бумагами созданными с целью проектирования электрической инфраструктуры.

Присутствие исполнения этого курсового плана применялись программные сложные комплексы, подобные как: MicrosoftWord 2017, Microsoft Visio 2017, Excel 2017, Mathcad 15.

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Цель данного пункта – собрать и систематизировать материал, такой как (климатические характеристики, основные данные проектируемого микрорайона, существующей системы энергоснабжения для проектирования микрорайона, выбора электротехнического оборудования).

1.1 Характеристика района расположения города Благовещенск

Город расположен на левом берегу Амура и на правом берегу Зеи (в устье); единственный административный центр региона России, находящийся на государственной границе с Китайской народной республикой.

Местоположение города Благовещенск представлено на рисунке 1.

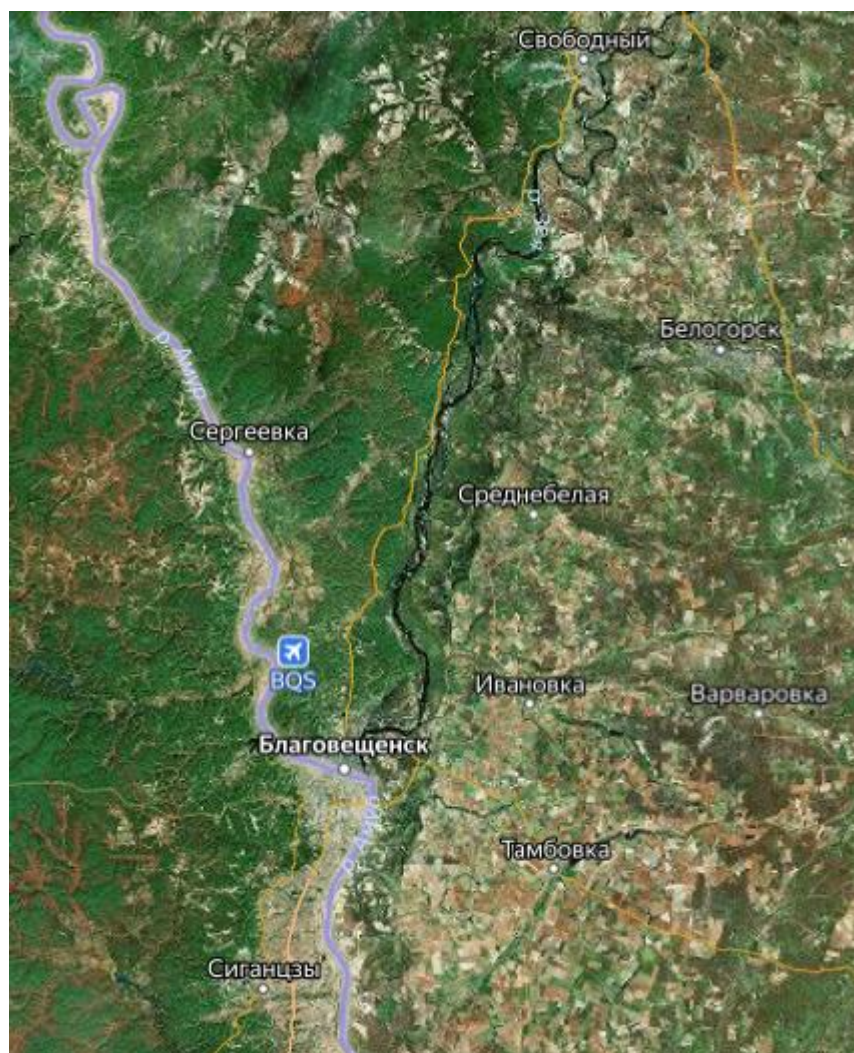


Рисунок 1 – город Благовещенск

Данная территория находится в пределах континентального климата с муссонными чертами, стабильно жарким летом и стабильно морозной зимой, при выпадении малого количества осадков. Черты континентального климата выражаются в резком колебании температур при наступлении теплого/холодного времени года. Средние температуры июля поднимаются до 22,4 °С, в январе опускаются до – 21,2 °С.

Самый холодный период приходится на конец декабря начало февраля, теплый период конец июня – начало августа.

В среднегодовом ходе максимум скорости ветра отмечают в апреле/мае (3,1 м/с), минимум в июле/августе (2,2 м/с).

Ниже в таблице 1 указаны климатические характеристики города Благовещенск:

Таблица 1 – Климатические характеристики

№ п/п	Параметры	Данные
1	2	3
1.	Абсолютный минимум	Январь – 44,5 °С
2.	Абсолютный максимум	Июнь + 39.4 °С
3.	Количество осадков макс.	Август 80 мм
4.	Количество осадков мин.	Апрель/май 55 мм
5.	Средняя относительная влажность воздуха в 15 ч (%)	67%
6.	Тип климата	Сухой
7.	Среднегодовая продолжительность гроз	IV (40-60 часов в год)
8.	Средняя годовая скорость ветра	2,0 м/с
9.	Максимальная скорость ветра в течение года	21 м/сек
10.	Максимальная скорость порывов ветра	25 м/сек
11.	Район по давлению ветра	II
12.	Вес снегового покрова	60 кг·с/м ²
13.	Образование снежного покрова	позднее
14.	Район по гололеду	II

№ п/п	Параметры	Данные
1	2	3
15.	Нормативная толщина стенки гололеда	10 мм
16.	Нормативная глубина промерзания грунтов	190 см
17.	Сейсмичность района строительства	6 баллов (III группа)

В районе проектирования нет предприятий, загрязняющих экологическую среду, степень загрязнения равна I.

На площадке постройки литологическое сечение (сверху-вниз) показан соответствующими грунтами:

- почвенно-вегетативная прослойка мощностью 0,2 м;
- суглинки слабовлажные, полутвердые мощностью (1,2-1,7) м;
- пески разнозернистые с пылеватых вплоть до типичной крупности, типичной густоты вплоть до обнаружения глубины 7 м.

Находящаяся под землей вода вплоть до глубины 7 м на площадке никак не вскрыты. Суглинки, пески небольшие также пылеватые присутствие промерзания слабопучинистые, а пески типичной крупности почти непучинистые.

1.2 Оценка микрорайона «Игнатьевская усадьба»

Цель данного подпункта – собрать и систематизировать необходимую информацию для расчета и проектирования микрорайона.

Планы по строительству микрорайона появились в начале 2020 года, летом начались постройки малоэтажных зданий.

Ниже на рисунке 2 изображен план микрорайона.

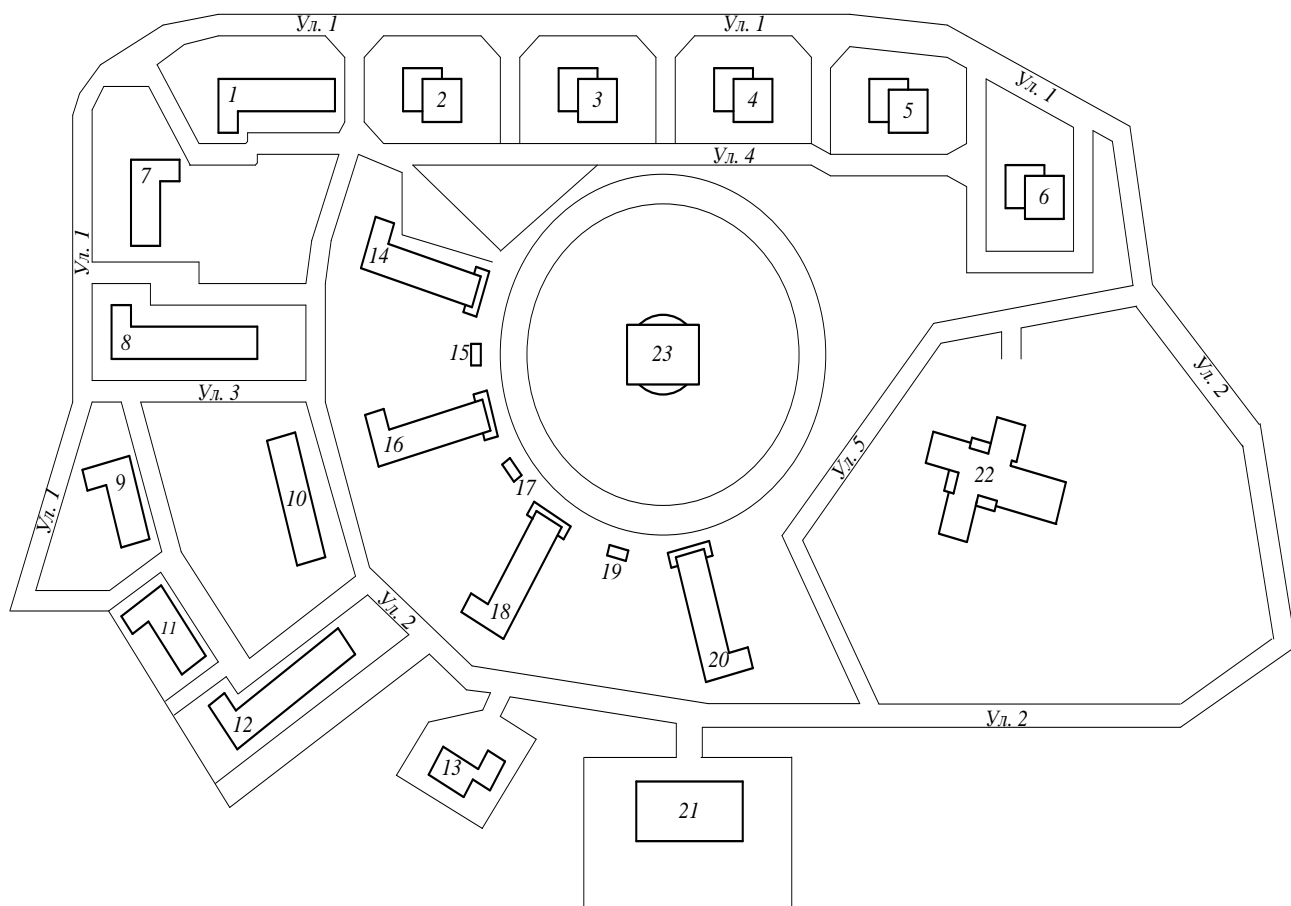


Рисунок 2 – Ген. План микрорайона «Игнатьевская усадьба»

Планировка микрорайон представляет из себя прямоугольный тип. Площадь составляет 34 квадратных километров, население будет составлять 13000 человек. Плотность населения и удельный вес рассчитаем из формул:

$$P_{нас} = N_{нас} / S, \quad (1)$$

где $N_{нас}$ - количество людей проживающих на данной территории, чел;

S - размер территории, км².

$$d = \frac{Y}{\sum Y} \times 100\%, \% \quad (2)$$

где Y - доля населения проживающей на данной территории, чел;

ΣY - доля всего населения благовещенска, чел.

$$P_{нас} = 13000 / 34 = 382 \text{ чел./км}^2$$

$$d = \frac{13000}{238757} \times 100\% = 5,44 \%$$

Исходя из данных и формулы расчета численность населения будет составлять 382 чел./км², доля населения составит 5,44%.

В таблице 2,3 указан состав зданий проектируемого микрорайон.

Таблица 2 - Состав бытовых потребителей зданий микрорайона

Тип здания	Кол-во подъездов, шт.	Кол-во квартир, шт.	Кол-во лифтов, шт.	Номер на плане
1	2	3	4	5
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	2	63	4	7, 9, 11
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	3	90	6	1, 10
9ти этажное жилое здание с электрическими плитами	4	125	8	8, 12
12ти этажное жилое здание с электрическими плитами	4	150	8	14, 16, 18, 20
16ти этажное жилое здание с электрическими плитами	2	62	2	2, 3, 4, 5, 6

Таблица 3 - Состав коммунально-бытовых потребителей зданий микрорайона

Тип здания	Количество мест, чел.	Площадь застройки, м ²	Номер на плане
1	2	3	4
Детский сад	400	2062	21
Школа	900	8180	22
Магазин	-	300	15, 17, 19

Тип здания	Количество мест, чел.	Площадь застройки, м ²	Номер на плане
1	2	3	4
Музей	-	1310.9	23
Поликлиника	450	1472	13

В микрорайоне будут построены 5 шестнадцати этажных жилых зданий с электрическими плитами, 7 девяти этажных жилых зданий с электрическими плитами, 4 жилых зданий попеременной этажности с электрическими плитами, детский сад, школа, музей, поликлиника, 3 магазина.

Преобладает 2я категория надежности электроснабжения.

1.3 Схема электроснабжения микрорайона «Игнатьевская Усадьба»

Микрорайон «Игнатьевская усадьба» предназначена для обеспечения жильём 13000 жителей Благовещенска.

В работе электроснабжение будет приходиться с ПС 110/10 кВ Кооперативная на ЦРП 10 кВ №1, от самой ЦРП питание уходит на трансформаторные подстанции.

Все проектируемые трансформаторные подстанции будут 2х трансформаторными, для обеспечения надежности второй категории.

С целью предоставления достоверного электроснабжения микрорайона также способности формирования во бедующем добавочных подсоединений, намечается внедрить во использование ЦРП десять кВ 1, основным питанием станет электроподстанция 110/10 кВ «Кооперативная». Окончание строительства системы электроснабжения ориентировочно на конец 2024 начала 2025 года.

Ниже на рисунке 3 показана планируемая схема электроснабжения

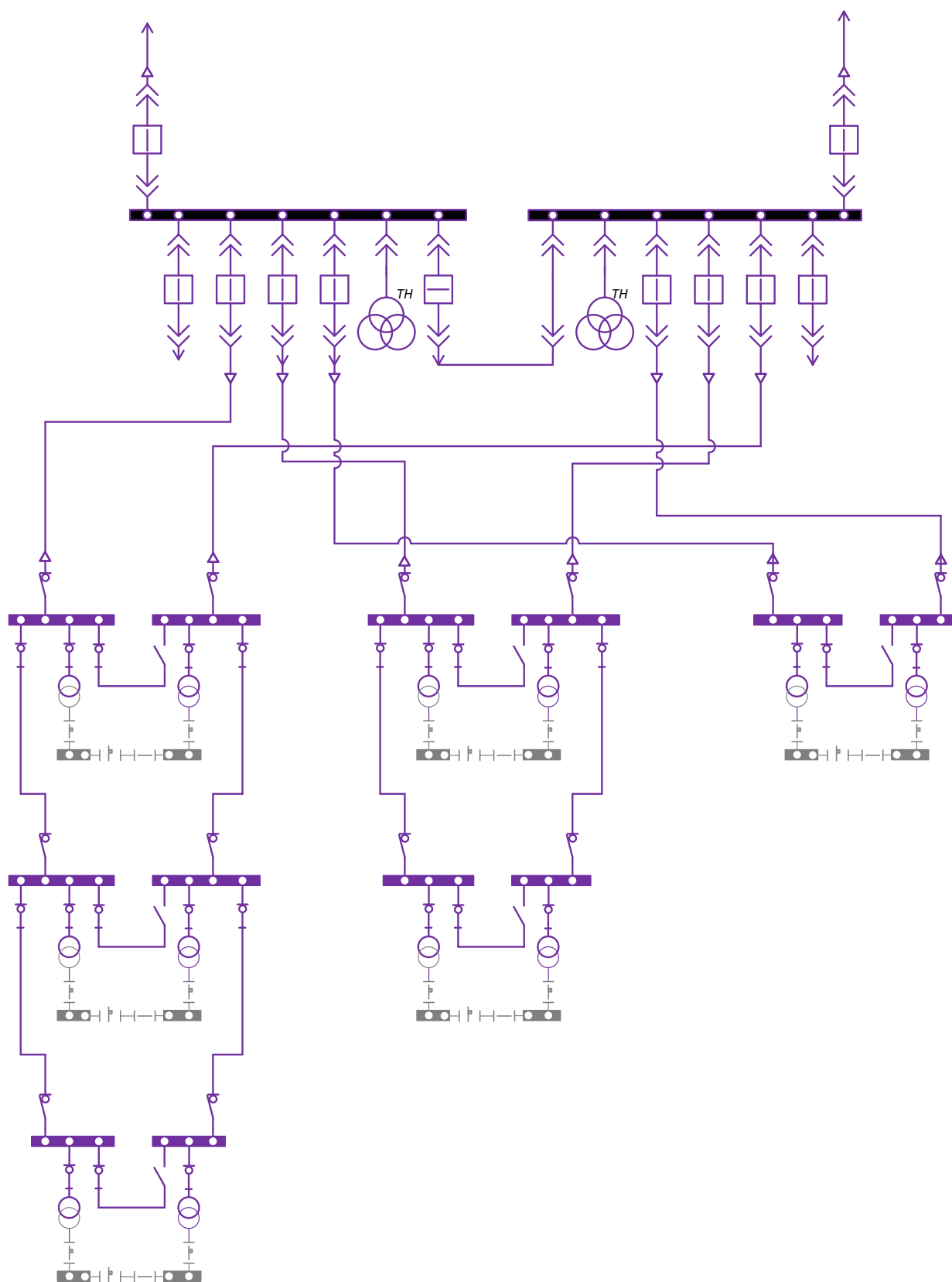


Рисунок 3 –схема планируемая схема электроснабжения микрорайона

Все необходимые данные для дальнейшего расчета и проектирования микрорайона собраны.

2 ВЫЧИСЛЕНИЕ ЭЛЕКТРО НАГРУЗОК 0,4 КВ

Первоначальным шагом расплаты а также проектирование концепции считается вычисление электро нагрузок. Базу нагрузок моего региона оформляют бытовые потребители а также коммунально-бытовая производительность. Согласно вычисленной перегрузки впоследствии предпочитают также устанавливать все без исключения нужное спецоборудование, подобное равно как трансформаторы, сечение установок также кабелей на 10 и 0,4 кВ. Одна из отличительных черт расчета концепции электроснабжения мегаполиса в том, что в первоначальной информации установлено весьма не достаточно. В моем случае кроме того, из сведений около меня только лишь ген проект строений а также их область, по этой причине вычисление будем осуществлять со поддержкой способа удельных нагрузок.

2.1 Вычисление электро нагрузок бытовых потребителей

Сведения с целью расчета электрических нагрузок потребителей принчты из таблицы 2,3, а также рисунка 2.

2.1.1 Вычисление электро нагрузок квартирных зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого сооружения обуславливается согласно выражению:

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n, \quad (3)$$

где $p_{кв.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (строений), кВт/кв, [9];

n - число квартир.

Вычисленная работа силовых электроприемников, приведенная ко вводу квартирнного здания обуславливается согласно выражению:

$$P_c = P_{р.л} + P_{стп}, \quad (4)$$

где $P_{p.l}$ - вычисленная мощность лифтовых конструкций, кВт;

P_{cmy} - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощь лифтовых конструкций обуславливается согласно формулировке:

$$P_{p.l} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^n p_{ni}, \quad (5)$$

где k'_c - показатель спроса лифтовых конструкций квартирных домов обуславливается связью числа лифтов, [9];

p_{ni} - определенная мощность электродвигателя лифта, кВт. В этой курсовой работе получаем число 8 кВт.

Мощь электродвигателей санитарно-промышленных приборов обуславливается согласно:

$$P_{cmy} = k''_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTVi}, \quad (6)$$

где P_{CTVi} - мощь электродвигателей СТУ доводящаяся в единственный подъезд, 5 кВт;

n - число подъездов.

Вычисленная электрическая нагрузка квартирнного здания обуславливается согласно выражению:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (7)$$

где k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников [9].

Проанализируем образец расчета сооружения под номером 1.

$$P_{кв} = 2,6 \cdot 90 = 194,4 \text{ кВт}$$

$$P_{р.л} = 0,65 \cdot 8 \cdot 6 = 31,2 \text{ кВт}$$

$$P_{сту} = 0,8 \cdot 6 \cdot 10 = 48 \text{ кВт}$$

$$P_{р.ж.д} = 194,4 + 0,9 \cdot (31,2 + 48) = 265,68 \text{ кВт}$$

Подобно рассчитывается быстрая, а также и абсолютная мощность с учетом коэффициента силы с целью соответствующего потребителя, показатель подобран из справочника [2].

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – расчет электрических нагрузок квартирных домов

№	Объект	Руд кВт	N шт	P кВт	tg	Q квар	Pзд кВт	Qзд квар	Sзд кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2, 3, 4, 5, 6	Жилой дом 16 эт.	2.74	62	169.88	0.2	33.97	313.34	147.75	346.428
	СТУ	10	2	20	0.75	15			
	Лифты	8	2	14.4	1	14.4			
7, 9, 11	Жилой дом 9 эт.	2.75	63	173.25	0.2	34.65	224.01	82.55	238.74
	СТУ	10	4	34	0.75	25.5			
	Лифты	8	4	22.4	1	22.4			

Продолжение таблицы 4

№	Объект	Руд кВт	N шт	P кВт	tg	Q квар	Рзд кВт	Qзд квар	Sзд кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 10	Жилой дом 9 эт.	2.16	90	194.4	0.2	38.88	265.68	106.08	286.07
	СТУ	10	6	48	0.75	36			
	Лифты	8	6	31.2	1	31.2			
8, 12	Жилой дом 9 эт.	1.92	125	240	0.2	48	327.4	130.1	352.3
	СТУ	10	8	60	0.75	45			
	Лифты	8	8	37.12	1	37.12			
14, 16, 18, 20	Жилой дом 12 эт.	1.89	150	283.5	0.2	56.7	482.4	222.07	531.062
	СТУ	10	6	60	0.75	45			
	Лифты	8	6	36	1	36			

2.2 Вычисление электро нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Вычисление электро нагрузок общественной стройки и строений

Вычисление электро нагрузок этого вида потребителей похож с оплатой нагрузок квартирных строений обуславливается согласно формуле:

$$P_{p.общ.зд} = P_{уд.общ.зд} \cdot n, \quad (8)$$

где $P_{уд.общ.зд}$ - удельная мощность общественных строений кВт/показатель по таблице 2.2.1. кВт/место, кВт/ учащийся и т.д. [9];

n - численный коэффициент, обучающийся, место, кв. метры.

С целью образца проанализируем вычисление электрической нагрузки сооружения среднего учебного заведения номер 22.

$$P_{p.общ.зд} = 0,25 \cdot 900 = 225 \text{ кВт}$$

где 0,25 – удельная нагрузка для среднего учебного заведения кВт/чел [3];

Результаты расчетов сведены в таблицу 5

Таблица 5 – подсчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

№	Объект	Руд кВт	N шт	P кВт	tg	Q квар	Pзд кВт	Qзд квар	Sзд кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	Клиника	0.46	450	207	0.25	51.75	207	51.75	213.37
15	Магазин	0.25	300	75	0.75	56.25	75	56.25	93.75
17	Магазин	0.25	300	75	0.75	56.25	75	56.25	93.75
19	Магазин	0.25	300	75	0.75	56.25	75	56.25	93.75
21	Дет. сад	0.46	400	184	0.25	46	184	46	189.66
22	Школа	0.25	900	225	0.38	85.5	225	85.5	240.7
23	Музей	0.25	1310.9	327.72	0.38	124.54	327.72	124.5	350.6

2.2.2 Вычисление осветительной нагрузки

Приблизительная работа уличного освещения производится произведением смыслов удельной силы конструкции, [16]; также длины путевого полотна:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (9)$$

С целью освещения проезжей части улиц применим фонарные столбы с типом светильника Feron SP2924 32216 и светодиодная лампа.

В проекте не даны названия улиц, в ВКР дадим нумерацию от 1 до 5.

Результаты подсчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты подсчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	$P_{ос}$, кВт
1	2	3	4
1	1,12 / 0,0075	3,9	4,37
2	0.96 /0,0075	3,9	3,74
3	0.45/0,0075	3,9	1,75
4	0.62/0,0075	3,9	1,42
5	0.54 / 0,0075	3,9	2,1

2.3 Вычисление ЦЭН и также подбор места расположения ЦРП, ТП

Следует отыскать место местоположения трансформаторной подстанции в проекте.

В настоящий период важными вопросами проектирования электроснабжения считаются безопасность также экономность самой концепции. Один из методов постановления считается вычисление центра электро нагрузок (ЦЭН), что дает возможность разместить основную распределительную подстанцию (ЦРП), но кроме того трансформаторную подстанцию также преобразовательную подстанции равно как возможно поближе ко середине питаемых ими нагрузками. Знающее размещение трансформаторной подстанции дает возможность уменьшить длину направления, но следовательно и уменьшит нужное число растрачиваемого проводникового использованных материалов, но кроме того сократить утраты в питающих распределительных сетях электроснабжения этого проектируемого объекта.

Для того чтобы установить месторасположение ТП необходимо создать картограмму нагрузок. Целью основы следует рассчитать центры нагрузок интенсивной также быстрой силы.

Местоположение центра нагрузок:

$$X_{ЦЭН} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \times x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (10)$$

$$Y_{ЦЭН} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \times y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (11)$$

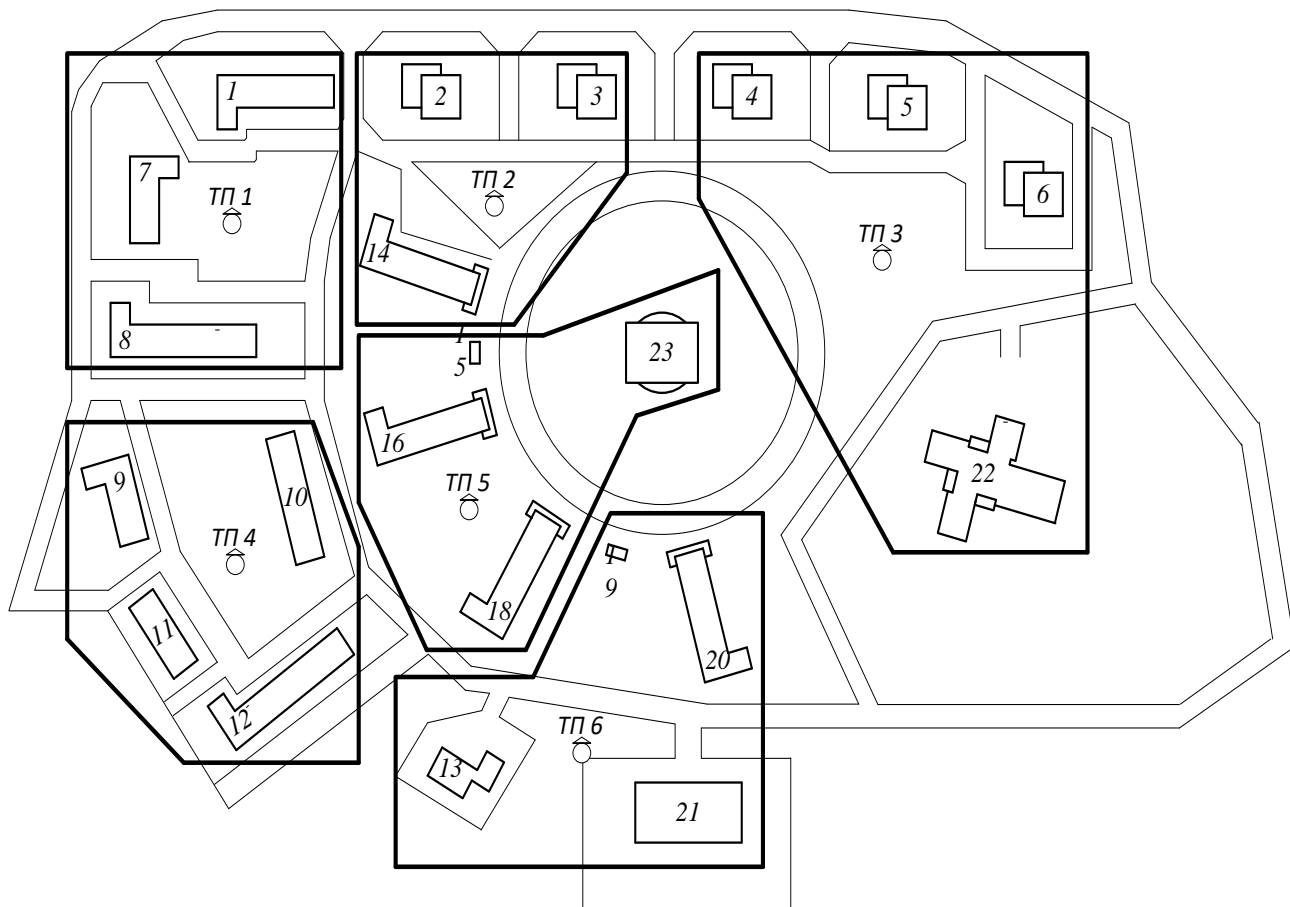
где P_{pi} - активная нагрузка здания указанная в таблице 10, кВт;

x_i - координата на оси х;

y_i - координата на оси у.

Прежде чем считать центр энергетических нагрузок необходимо сгруппировать здания по нагрузке.

На рисунке 4 поделим на области здания для расчета ЦЭН:



На рисунок 4 – план с областями нагрузок и примерным указанием ТП
 Расчет ЦЭН сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – расчет ЦЭН микрорайона Благовещенска

Наименование электро- приемников	Р, кВт	Q, квар	Координаты		Расчеты	
			Х	У	Р*Х	Р*У
1	2	3	4	5	6	7
Жилой дом Н1	265.68	106	0.133	0.062	35.335	16.472
Жилой дом Н7	224.01	82.55	0.084	0.103	18.817	23.073
Жилой дом Н8	327.408	130.12	0.073	0.187	23.901	61.225
ТП 1					78.053	100.77
Жилой дом Н2	313.34	147.751	0.249	0.065	78.022	20.367
Жилой дом Н3	313.34	147.751	0.335	0.065	104.969	20.367
Жилой дом Н14	482.4	222.075	0.214	0.143	103.234	68.983
Магазин Н15	75	56.25	0.268	0.192	20.1	14.4
ТП2					306.324	124.117
Жилой дом Н4	313.34	147.751	0.422	0.065	132.229	20.367
Жилой дом Н5	313.34	147.751	0.5085	0.07	159.333	21.934
Жилой дом Н6	313.34	147.751	0.584	0.114	182.991	35.721
Школа Н22	225	85.5	0.552	0.254	124.2	57.15
ТП3					598.753	135.172
Жилой дом Н9	224.01	82.55	0.07	0.257	15.681	57.571
Жилой дом Н10	265.68	106	0.168	0.265	44.634	70.405
Жилой дом Н11	224.01	82.55	0.095	0.333	21.281	74.595
Жилой дом Н12	327.408	130.12	0.138	0.379	45.182	124.088
ТП4					126.778	326.659
Жилой дом Н16	482.4	222.075	0.222	0.235	107.093	113.364
Магазин Н17	75	56.25	0.287	0.251	21.525	18.825
Жилой дом Н18	482.4	222.075	0.281	0.322	135.554	155.333
Музей Н23	327.725	124.53	0.373	0.189	122.241	61.94

ТП5					386.414	349.462
-----	--	--	--	--	---------	---------

Продолжение таблицы 7

Наименование электро- приемников	P, кВт	Q, квар	Координаты		Расчеты	
			X	Y	P*X	P*Y
1	2	3	4	5	6	7
Жилой дом Н13	207	51.75	0.254	0.4	52.578	82.8
Магазин Н19	75	56.25	0.346	0.292	25.95	21.9
Жилой дом Н20	482.4	222.075	0.403	0.346	194.407	166.91
Дет. сад Н21	184	46	0.387	0.422	71.208	77.648
ТП6					344.143	349.258

Приняв местоположение ТП, наметим их в карту. В некоторых случаях в расчетах выходит, то что расположить эту подстанцию в том или другом участке из за промышленных либо строительных факторов невозможно, в таком случае в то время следует сдвинуть во сторонку более форсированную к вычислениям, туда где имеется вероятность расположить без ущерба и с наименьшими потерями.

Получившиеся местоположение занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – координаты ТП

Наименование ТП	Точка А	
	X	Y
1	2	3
ТП1	0.096	0.123
ТП2	0.259	0.105
ТП3	0.514	0.116
ТП4	0.122	0.314
ТП5	0.283	0.256
ТП6	0.363	0.368

2.4 Подбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Присутствие конструирования муниципальной распределительной сети 0,4 кВ как правило применяют радиальную, лучевую либо петлевую схему электроснабжения.

В радиальной схеме электричество переходит согласно направления питания непосредственно к потребителю.

При лучевой схемы электропитания, от источника питания (в данном случае с ТП) отходит линия, от которой отпайками запитываются соответствующие потребители.

Петлевая модель электроснабжения потребителей 0,4 кВ считается верной схемой. Характерной чертой схемы считается то, что ведущие участки насыщаются от различных секций шин. В обычном порядке модель функционирует как лучевая, т.к. в середине схемы существует разъединитель, который вводится в нормальном режиме разомкнут. Присутствие появления катастрофы разъединитель включается, и схема приобретает собственное питание от другой секции шин.

Для особенно значимых потребителей следует предусмотреть резервирование.

2.5 Вычисление электро нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

С целью расчета мощности и расстановки необходимого числа ТП, следует объединить нагрузку бытовых и коммунально-бытовых потребителей подобным способом, для того чтобы данная суммарная величина никак не превысила обычной мощности трансформаторов на ТП. Трансформаторы создают, как правило, с мощностями: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1250, 1600 и 2500 кВА.

Вычисленная электрическая работа линий до 1 кВ при смешанном питании потребителей квартирных зданий и общественных сооружений (помещений) определяется по формуле:

$$P_{P..л} = P_{зд. max} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i} , \quad (12)$$

где $P_{зд. max}$ - максимальная нагрузка сооружения из числа зданий питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - показатель участия в максимуме электрических нагрузок строений либо квартирных зданий, [РД, табл. 2.3.1].

$P_{зд.i}$ - вычисленная нагрузка строений, питаемых по линии, кВт;

Подобную формулу применяем с целью реактивной и полной мощности, протекающей по линии.

Проанализируем образец для расчета нагрузки ТП1-7-1

$$P_{P..л} = 265.68 + 224.01 = 489.69 \text{ кВт}$$

$$Q_{P..л} = 106 + 82.55 = 188.63 \text{ квар}$$

Вычисление нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Вычисленная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП1-7-1	489.69	188.63
ТП1-8	327.408	130.12
ТП2-2-3	626.68	295.502
ТП2-14-15	519.9	250.2
ТП3-4-5	626.68	295.502
ТП3-6-22	425.84	190.501
ТП4-10-9	489.69	188.63
ТП4-11-12	551.418	212.67
ТП5-16-23	646.263	284.34

ТП5-17-18	519.9	250.2
ТП6-20-19	519.9	250.2
ТП6-21-13	354.2	88.55

2.6 Подбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Последующим шагом станет подбор сечения проводника линии на 0,4 кВ

Подбор требуемого сечения проводника избирается согласно нагрузке, проходящей по данному проводнику.

1. Установление наибольшего вычисленного тока, протекающего в линии

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (13)$$

где n – число кабелей.

По полученному значению выбирается ближайшее сечение кабеля.

2. Ток кабеля в послеаварийном режиме (в случае повреждения одного из параллельно работающих кабелей):

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (14)$$

Выбранные кабели должны выдерживать послеаварийный ток, поэтому он не должен превышать значение допустимого длительного тока для данного вида кабелей с учетом поправочных коэффициентов. Так как длительно допустимые токи находятся в зависимости от температуры окружающей среды и совместного прокладывания кабелей, то длительно допустимый ток для кабеля определяется по формуле:

$$I_{n/ав} \leq k_n \cdot k_t \cdot k_{перезр.} \cdot I_{дл.доп.}, \quad (15)$$

где k_n – поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно работающих кабелей, табл. 1.3.26 ПУЭ [11].

k_t – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха, табл. 1.3.3 ПУЭ [11];

$k_{перезр.}$ - коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10% [11];

$I_{дл.доп.}$ - допустимый длительный ток для данного вида кабелей, табл. 1.3.7 [5].

Допустимые длительные токи для четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ могут выбираться по таблице 1.3.7 ПУЭ как для трехжильных, но с коэффициентом $k = 0,92$.

Подобранное сечение проверяется согласно потере напряжения, при этом несоответствие напряжения у более далекого потребителя никак не должно превышать $\pm 10\%$ в аварийном режиме.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{Pi} \cdot l_i}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% , \quad (16)$$

где r_0 , x_0 - активное и реактивное сопротивление на единицу длины, Ом/км;

l_i - длина линии, км;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, В;

I_{Pi} - рабочий максимальный ток, А;

φ - угол нагрузки, определяется согласно соотношению $\cos \varphi = P / S$.

Установим сечение кабеля с целью направления ТП1-7-1:

$$I_{P..Л.норм} = \frac{\sqrt{489.69^2 + 188.63^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 378.716 \text{ А}$$

$$I_{расч} \leq k_1 k_3 I_{дон} = 1 \cdot 1,10 \cdot 354 = 389.4 \text{ А}$$

К установке подбираем провод марки ВВГнг-НФ сечением 185 мм².

Подобранное сечение проводов обследуется напряжения. Понимая напряжение на шинах источника питания, и вычислив потери напряжения в сети, устанавливают напряженность у потребителей. В соответствии с ГОСТ 32144-2013 максимально возможную значимость отличия напряжения – 10 %.

$$I_{P..Л.н/авар} = \frac{\sqrt{489.69^2 + 188.63^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 757.432$$

$$\Delta U = \frac{378.71 \cdot 0.072 \cdot \sqrt{3}}{400} \cdot (0.1 \cdot 0.933 + 0.059 \cdot 0.359) \cdot 100\% = 1.352\% .$$

Требование соблюдается. Сечение проводника подобрано верно.

Подобно устанавливаем сечения других кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	Ирасч, А	Идл.доп, А	Сечение, мм ²	Марка	ΔU, %
1	2	3	4	5	6
ТП1-7-1	378.716	354	185	ВВГ 4x185	1.35
ТП1-8	254.263	308	150	ВВГ 4x150	1.42
ТП2-2-3	500.026	402	240	ВВГ 4x240	2.37
ТП2-14-15	416.393	402	240	ВВГ 4x240	2.13
ТП3-4-5	500.026	402	240	ВВГ 4x240	2.86
ТП3-6-22	336.674	354	185	ВВГ 4x185	2.91

ТП4-10-9	378.716	354	185	BBГ 4x185	2.35
ТП4-11-12	426.523	402	240	BBГ 4x240	1.75

1	2	3	4	5	6
ТП5-16-23	509.547	402	240	ВВГ 4x240	2.82
ТП5-17-18	416.393	402	240	ВВГ 4x240	1.01
ТП6-20-19	416.393	402	240	ВВГ 4x240	1.53
ТП6-21-13	263.489	308	150	ВВГ 4x150	2.35

2.7 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Вычисление электро нагрузок на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ, следует просуммировать нагрузки абсолютно всех отступающих линий.

$$P_{\Sigma P.L.} = \sum_{i=1}^n P_{P.L.}, \quad (17)$$

$$Q_{P.TП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.L.}, \quad (18)$$

Проанализируем вычисление электро нагрузок на примере ТП № 1

$$P_{P.TП} = 489.69 + 327.408 = 817.098 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.TП} = 188.63 + 130.12 = 318.75 \text{ квар.}$$

Подобно выполняется вычисление для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 11.

Таблица 11 – результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.TП}$, кВт	$Q_{P.TП}$, квар	$S_{P.TП}$, кВА
1	2	3	4
ТП1	817.098	318.75	877.069
ТП2	1147	545.702	1270

Продолжение таблицы 11

ТП3	1053	486.003	1159
ТП4	1041	401.3	1116
ТП5	1166	534.54	1283
ТП6	874.1	338.75	937.445

3 ПОДБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

Цель данного пункта – по полученным данным нагрузки сделать расчет и выбор мощности силовых трансформаторов, определить необходимое количество трансформаторов на подстанцию.

3.1 Единые положения

Последующим шагом во плане считается подбор силового трансформатора. Силовой преобразователь специализирован с целью перемены напряжения, а также тока со значительного в наименьшее также на оборот. Таким образом, равно как в работе выстраиваться модель обеспечения мегаполиса, в таком случае в соответствии с этим также величины напряжения станут 10/0,4 кВ. В этом плане силовые трансформаторы 10/0,4 кВ с целью трансформаторной подстанции принимаются во числе 2 единиц, таким образом электроприемники второй группы.

3.2 Подбор трансформаторов на напряжение 10/0.4 кВ

С целью выборов трансформатора начальными сведениями являются реактивная и активная мощности на шинах 0,4 кВ.

$$S_{P.Tp} = \frac{\sqrt{(P_{P.TП})^2 + (Q_{P.TП})^2}}{K_s \cdot N_T}, \quad (19)$$

где $K_s = 0,75$ – показатель загрузки для квартирного участка, где преобладает вторая категория;

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

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

N_T – число трансформаторов на ТП, для диплома равна 2;

Уже после установления вычисленной силы избирается трансформатор согласно [12] условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (20)$$

где $S_{T_{ном}}$ - номинальная мощность подобранного трансформатора, МВ·А;

$S_{расч}$ - расчетная мощность МВ·А.

Контроль коэффициента загрузки в послеаварийном порядке:

$$K_{3н/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T}, \quad (21)$$

Подобранный трансформатор никак не сгодится в случае уже если после контроля предназначенный показатель загрузки станет более 1,5.

Совершим подбор также контроль трансформаторов для ТП1:

$$S_{расч.1} = \frac{\sqrt{817.098^2 + 318.75^2}}{0,7 \cdot 2} = 626.478 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Для данной ТП принимаем ТМГ-630/10/0,4 кВА

Контроль коэффициентов загрузки:

$$K_{3н/ав88} = \frac{\sqrt{817.098^2 + 318.75^2}}{630} = 1.392 \leq 1,5$$

Согласно вычисленному коэффициенту загрузки очевидно, то что трансформатор подобран грамотно, и перевыбирать отсутствует потребность. Согласно этому логаритму ведем расчет и для других ТП. В таблицу 9 приведены остальные подобранные трансформаторы и их вычисленные коэффициенты загрузки

Таблица 12 – Мощности трансформаторов ТП

№ ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	S_T , кВА	$K_{3.Факт}$	$K_{3п.ав}$	Тип трансформатора ТП (2 на ТП)
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	817.1	318.75	626.48	630	0.696	1.392	ТМГ-630/10/0.4 Δ/Yо У2

Продолжение таблицы 12

№ ТП	P _{р.ТП} , кВт	Q _{р.ТП} , квар	S _{расч.} , кВА	S _т , кВА	K _{з.Факт}	K _{зп.ав}	Тип трансформатора ТП (2 на ТП)
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП2	1147	545.7	907.01	1000	0.635	1.27	ТМГ-1000/10/0.4 Δ/Y _о У2
ТП3	1053	486	828.08	1000	0.58	1.159	ТМГ-1000/10/0.4 Δ/Y _о У2
ТП4	1041	401.3	796.98	1000	0.558	1.116	ТМГ-1000/10/0.4 Δ/Y _о У2
ТП5	1166	534.54	916.31	1000	0.641	1.283	ТМГ-1000/10/0.4 Δ/Y _о У2
ТП6	874.1	338.75	669.6	1000	0.469	0.937	ТМГ-630/10/0.4 Δ/Y _о У2

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Цель данного пункта – определить и выбрать тип и проектирование здания трансформаторной подстанции.

Для сетей электроснабжения мегаполиса как правило предпочитают а также устанавливают подобные трансформаторные подстанции равно как комплектная трансформаторная подстанция наружного вида (КТПН) также блочную комплектная трансформаторная подстанция (БКТП). Подобные подстанции целиком соединяются в заводе, а не посредственнов участке конструкции устанавливаются также собираются.

Присутствие распределении также способе электричества во квартирных зданиях высокой этажности также зданиях социального направления применяют вводно-сортировочные панели шкафного вида одностороннего обслуживания ВРУ.

Упрощенная схема ТП представлена на рисунке 5:

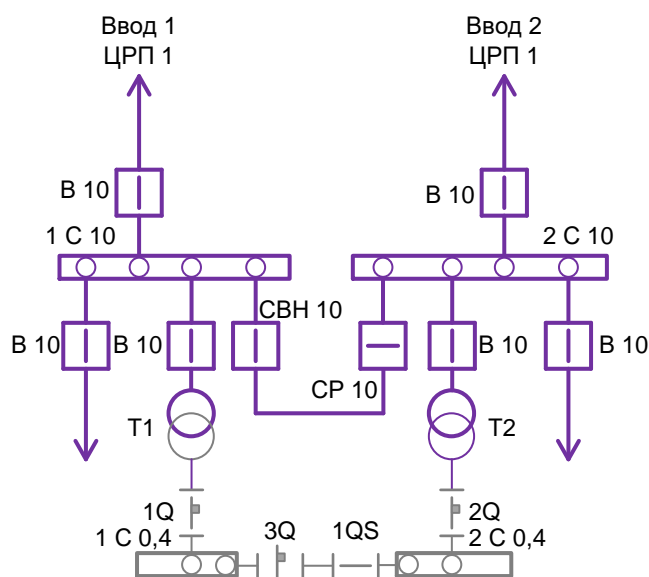


Рисунок 5 – Упрощенная модель ТП 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2}, \quad (22)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (23)$$

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, обозначается по следующему выражению:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (24)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (25)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

Установим расчет для линии 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ ГП1-7-1 по выражениям:

$$\Delta P = \frac{489.69^2 \cdot 0,077 \cdot 0,072 + 188.63^2 \cdot 0,077 \cdot 0,072}{0.4^2} = 12.39 \text{ кВт/км}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3979 \text{ час}$$

$$\Delta W = 12.39 \cdot 3979 = 7.31 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – 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
ТП1-7-1	489.69	188.63	185	0.059	0.1	12.39	7.31	49.31
ТП1-8	327.41	130.12	150	0.059	0.124	9.68	2.74	38.53
ТП2-2-3	626.68	295.50	240	0.058	0.077	26.8	20.19	106.6
ТП2-14-15	519.9	250.2	240	0.058	0.077	20.03	15.08	79.69
ТП3-4-5	626.68	295.50	240	0.058	0.077	32.34	24.36	128.7
ТП3-6-22	425.84	190.50	185	0.059	0.1	23.53	13.88	93.64
ТП4-10-9	489.69	188.63	185	0.059	0.1	21.69	12.79	86.3
ТП4-11-12	551.42	212.67	240	0.058	0.077	17.15	13.14	68.23
ТП5-16-23	646.26	284.34	240	0.058	0.077	32.63	24.58	129.8
ТП5-17-18	519.9	250.2	240	0.058	0.077	9.45	7.12	37.61
ТП6-20-19	519.9	250.2	120	0.06	0.154	14.42	10.86	57.38
ТП6-21-13	354.2	88.55	150	0.059	0.124	15.81	7.52	62.9

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.Л.}^2 R + Q_{P.Л.}^2 R)}{U^2}, \quad (26)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.Л.}^2 X + Q_{P.Л.}^2 X)}{U^2}, \quad (27)$$

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

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

U - номинальное напряжение, кВ.

Произведем расчет потерь для ТП1

$$\Delta P = \frac{(817.098^2 1.386 + 318.75^2 1.386)}{10^2} = 5.33 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \frac{(817.098^2 7.007 + 318.75^2 7.007)}{10^2} = 26.95$$

Результаты потерь мощности сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	$S_{ТП}$, КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
1	2	3	4	5	6
ТП1	817.098	318.75	630	5.33	26.95
ТП2	1147	545.702	1000	9.84	51.47
ТП3	1053	486.003	1000	8.2	42.9
ТП4	1041	401.3	1000	7.59	39.74
ТП5	1166	534.54	1000	10.04	52.53
ТП6	874.1	338.75	1000	5.36	28.05

6 ВЫЧИСЛЕНИЕ ЭЛЕКТРО НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ применяются в системах электроснабжения больших промышленных и общественных фирмах, а так же с целью питания муниципальной распределительной сети единого использования. Для питания ТП от ЦРП мы применяем петлевые схемы питания, которые в обычном порядке разомкнуты в пункте потокораздела, но кроме того и лучевые схемы. В данном проекте я применяю лучевую схему

6.1 Вычисление электро нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП формируются путем суммирования мощности проходящей посредством трансформатор также утраты мощности в нем.

$$P_{ТП.ВН} = P_{р.л} + \Delta P, \quad (28)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{неск.ТП} + \Delta Q, \quad (29)$$

Произведем расчет для ТП 10/0,4 кВ №1

$$P_{ТП.ВН} = 817.098 + 5.33 = 822.428 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП.ВН} = 318.75 + 26.95 = 345.7 \text{ квар}$$

Итоги расчета для остальных трансформаторных подстанций объединим в таблицу 15.

Таблица 15 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

№ ТП	$P_{P.ТП},$ кВт	$Q_{P.ТП},$ квар	$\Delta P,$ кВт	$\Delta Q,$ квар	$P_{ТП.ВН},$ кВт	$Q_{ТП.ВН.},$ квар
1	2	3	4	5	6	7
ТП1	817.098	318.75	5.33	26.95	822.428	345.7
ТП2	1147	545.702	9.84	51.47	1156	597.172
ТП3	1053	486.003	8.2	42.9	1061	528.903
ТП4	1041	401.3	7.59	39.74	1049	441.04
ТП5	1166	534.54	10.04	52.53	1176	587.07
ТП6	874.1	338.75	5.36	28.05	879.46	366.8

6.2 Подсчет электрических нагрузок ЦРП 10 кВ

Вычисленные электрические нагрузки муниципальных сетей 10 кВ формируются умножением средства вычисленных нагрузок трансформаторов единичных ТП, присоединенных к ЦРП, на коэффициент, рассматривающий совмещение максимумов их нагрузок (показатель участия в максимуме нагрузок), утверждаемый согласно таблице 2.1.1, [3].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} , \quad (30)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} , \quad (31)$$

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

$$P_{Л.10} = 0.7 \cdot (822.428 + 1156 + 1061 + 1049 + 1176 + 879.46) = 6144.588 \text{ кВт}$$

$$Q_{л.10} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 345.7 + 597.172 + 528.903 + \\ +441.04 + 587.07 + 366.8 \end{array} \right) = 2867.34 \text{ квар}$$

6.3 Подбор схемы распределительной сети 10 кВ

Для сетей систем электроснабжения мегаполиса условия выбора также исполнения их, такие же как условия выбора и требования для схем электрических систем. Особенности требований и условий заключается в выборе как можно более простой и актуальной схемы с минимально возможным числом электрооборудования также постройкой специальных конструкций. При оценке возможностей использования простых, в этом количестве неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ следует принимать во внимание обширные способности использования при эксплуатации этих сетей различных средств связи и автомобильного транспорта также в особенности эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Используют схемы:

- радиально-магистральные распределительные сети без резервирования линий и трансформаторов;
- петлевые неавтоматизированные распределительные сети;
- петлевые автоматизированные сети при установке линейных выключателей нагрузки с автоматизированным управлением;
- радиально-магистральные автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов.

В собственном проекте я буду применять лучевую схему электроснабжения мегаполиса.

6.4 Подбор сечений распределительной сети 10 кВ

Сечения проводов линий а также жил кабелей обязаны выбираться согласно экономической плотности тока в обычном порядке и контролироваться согласно допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по возможному отклонению напряжения.

Установление наибольшего тока, протекающего в линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{P.L.}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{P.L.}}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (32)$$

где U_H - напряжение сети равное 10

$Q_{P.L.}$ и $P_{P.L.}$ - активная и реактивная нагрузка линии в рассматриваемом участке линии

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

$$I_{\text{дл.доп}} \geq \frac{I_{p.\max}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \quad (33)$$

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.

Согласно расчетному току обуславливается сечение линий, но потом проверяется по потере напряжения.

Согласно приобретенному значению вычисленного тока подбираем сечение проводника по [4].

Для проверки подобранных сечений рассчитываются более серьезные послеаварийные режимы. Из них избирается значительный ток. Согласно этому току исполняется контроль по условиям нагрева в длительном режиме:

Рассчитаем расчет для линии ЦРП1-ТП1-ТП2-ТП3 и найдем максимальный ток протекающий в этой линии.

$$I_{P.L.max} = \frac{\sqrt{\left(\frac{1013.23}{2}\right)^2 + \left(\frac{490.594}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 64.993$$

$$I_{P.max} = 1.05 \times 1.1 \times 64.993 = 75.067$$

$$195 \geq \frac{75.067}{0.9 \cdot 1.1}$$

Согласно вышестоящим сведениям подбираем АПвПуг сечением 50 мм².

Теперь необходимо проконтролировать данный провод на тяжелый послеаварийный режим, в целях данного разберем самый большой ток и по нему проконтролируем проверку на нагрев в продолжительном режиме.

$$I_{n/ав.max} = \frac{\sqrt{(1.754)^2 + (820.591)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 111.813 \text{ А}$$

$$233 \geq \frac{0.9 \cdot 111.813}{0.95 \cdot 1 \cdot 0.9}$$

Выбранный кабель прошел проверку на режим послеаварийного тока.

Теперь необходимо проверить его на разность напряжения.

$$\Delta U = \frac{75.067 \cdot 0.837 \cdot \sqrt{3}}{10000} \cdot (0.62 \cdot 0.9 + 0.067 \cdot 0.436) \cdot 100\% = 0.639\%$$

При проверке мы видим, что требование: $\Delta U < 10\%$ -соблюдается. Данное обозначает что сечение проводника подобран правильно.

Теперь оставшиеся расчеты внесем в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	I _{расч} , А	I _{пав} , А	I _{дл.доп} , А	F, мм ²	Марка
1	2	3	4	5	6	7
ЦРП1-ТП1-ТП2-ТП3	670	64.993	111.84	157	50	АПвПуг 3х50/16
ЦРП1-ТП5-ТП4	247	70.753	108.69	157	50	АПвПуг 3х50/16
ЦРП1- ТП6	149	55.015	55.015	157	50	АПвПуг 3х50/16

6.5 Расчет электрических нагрузок ЦРП

Для расчета электрических нагрузок на шинах ЦРП следует сложить нагрузки ТП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	ΔP , кВт	ΔQ , квар	ΔW , МВт/ч
1	2	3	4	5
ЦРП1-ТП1	2х1249	8.8	0.95	35.03
ТП1-ТП2	2х148	2.84	0.3	11.29
ТП2-ТП3	2х273	1.19	0.13	4.73
ЦРП1-ТП5	2х82	1.53	0.16	6.07
ТП5-ТП4	2х165	0.6	0.07	2.63
ЦРП1-ТП6	2х149	0.41	0.05	1.7

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i, \quad (34)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i, \quad (35)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = (8.8 + 2.84 + 1.19 + 1.53 + 0.6 + 0.41) = 15.44 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = (0.95 + 0.3 + 0.13 + 0.16 + 0.07 + 0.05) = 1.67 \text{ квар}$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ ЦРП будут определяться:

$$P_{PI.10} = P_{JI.10} + \Delta P_{\Sigma}, \quad (36)$$

$$Q_{PI.10} = Q_{JI.10} + \Delta Q_{\Sigma}, \quad (37)$$

$$P_{PI.10} = 6144.588 + 15.44 = 6160.028 \text{ кВт}$$

$$Q_{PI.10} = 2867.34 + 1.67 = 2869.01 \text{ квар}$$

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ЦРП

Распределительный прибор 10 кВ производится в варианте 2-ух секций шин, секционированной выключателем со механизмом АВР, также установке комплектных сортировочных приборов управление разных изготовителей. Равно как принцип, сортировочный раздел производится в отсутствии изменения усилия, но, во нашем случае распределительная электроподстанция соединена с трансформаторной подстанцией. Схемы подстанций обязаны быть составлены подобным способом, для того чтобы существовала вероятность их постепенного расширения также соблюдения условий нужной релейной защиты также автоматики. Схема показана на рисунке 6.

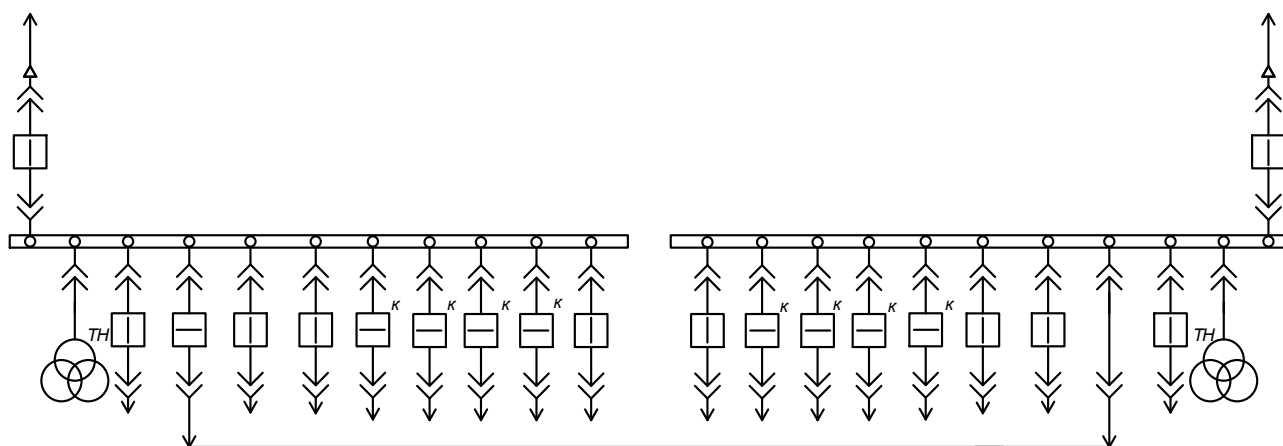


Рисунок 6 – Электрическая схема ЦРП

. В ЦРП использована секционированная концепция шин. Секционный выключатель во обычном порядке как правило отключен, то что гарантирует сокращение токов кратковременного замыкания. Распределительный прибор осуществлен во варианте шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства включают во себя выключатель, трансформаторы тока также усилия, приборы релейной защиты, автоматики также оборудование измерения. Шкафчики управление также составляются в заводе изготовителе, оснащением различных компаний, согласно хотению

покупателя. Использование комплектных сортировочных приборов дает возможность достичь комфорт монтажа также сервиса.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

В высоковольтной сети в значительной стороне токи КЗ устанавливают в последующих точках: на шинах ЦРП, на шинах напряжения наиболее удаленной ТП, но кроме того на шинах расчетной ТП. В таких расчетах главное напряжение необходимо принять одинаковым 1,05 от номинального.

Теперь определим ток двухфазного КЗ

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (38)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (39)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (40)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}, \quad (41)$$

А трехфазное короткое замыкание определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (42)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_{сис})^2 + (\sum r_l)^2}, \quad (43)$$

Теперь на примере рассчитывается КЗ

На рисунке 7,8,9, указана схема для расчёта КЗ в сети 10 кВ

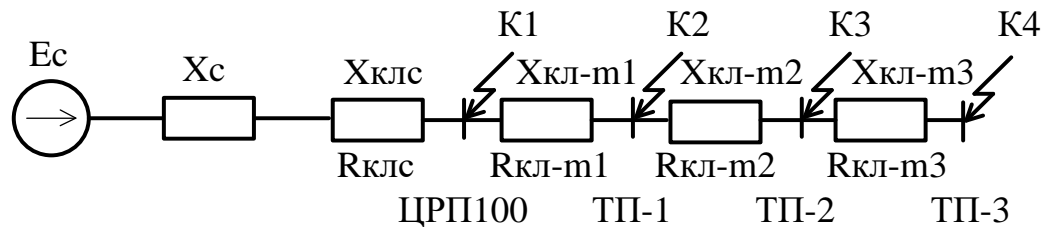


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

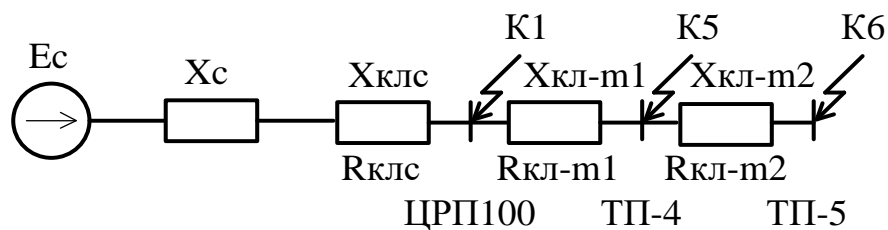


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

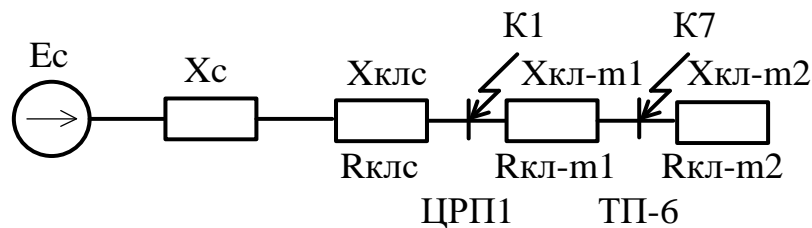


Рисунок 9 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

В ВКР показан пример расчета точки К1, данная точка находится на шинах основного распределительного пункта.

ЦРП1:

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,08} = 0,856 \text{ Ом},$$

$$X_{L1} = 0,856 + 0,095 = 0,951$$

$$Z = \sqrt{(0,095)^2 + 0,84^2} = 1,269 \text{ Ом},$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,269} = 4,777 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,777 = 4,137 \text{ кА}$$

$$T_{a1} = \frac{0,951}{314 \cdot 0,84} = 0,0036$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0036}} = 1,062$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,062 \cdot 4,777 = 7,18 \text{ кА}$$

Для остальных точек я привела расчет в приложение А.

В таблице 18 сведены расчеты остальных точек КЗ.

Таблица 18 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4	5	6
К1	4.777	4.137	0.0036	1.062	7.178
К2	4.369	3.783	0.0031	1.04	6.423
К3	4.148	3.592	0.00286	1.031	6.046
К4	3.783	3.276	0.00252	1.019	5.452
К5	4.501	3.898	0.00325	1.046	6.67
К6	4.372	3.786	0.0031	1.04	6.429
К7	4.527	3.92	0.00328	1.048	6.707

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ формируются в последующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, также в завершении любой отступающей линии. В подобных расчетах главное напряжение необходимо осуществить одинаковым 1,05 от номинального [2].

Первоначальная значимость периодической составляющей при данных обстоятельствах необходимо устанавливать согласно выражению:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (44)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ток однофазного короткого замыкания станем устанавливать способом симметричных элементов:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{z_0}, \quad (45)$$

где z_0 - сопротивление однофазному короткому замыканию, Ом.

Полное сопротивление однофазного КЗ обуславливается как:

$$z_0 = \sqrt{(r_{III} + r_{OII} + r_{HII})^2 + (x_{III} + x_{OII} + x_{HII})^2}, \quad (46)$$

где r_{III} , x_{III} - активное и реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом;

r_{OII} , x_{OII} - активное и реактивное сопротивление обратной последовательности, (для линий и трансформаторов принимается равное прямой) Ом;

r_{HII} , x_{HII} - активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом.

Произведем расчет для ТП1, питающаяся от ЦРП.

Расчетная схема показана на рисунке 10

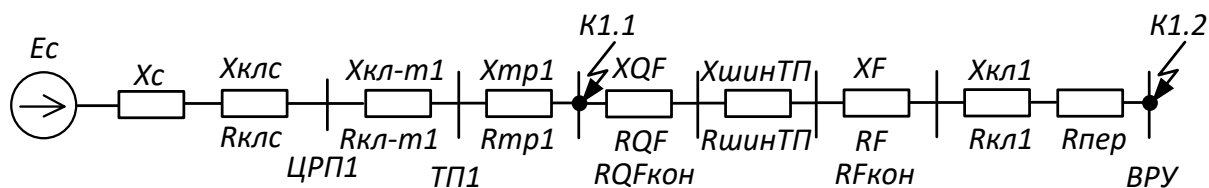


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для точек К1.0:

$$z_{\kappa 1}^{(3)} = \sqrt{\left((x_C + x_{KЛс-ЦРП} + x_{KЛЦРП-ТП88} + x_{ТП1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \right)^2 + \left((r_{KЛс-ЦРП} + r_{KЛЦРП-ТП88} + r_{ТП1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \right)^2}, \quad (47)$$

$z_{\kappa 1}^{(3)} = 0.012$ мОм, полное сопротивление до точки КЗ.

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 0.012} = 19.12 \text{ кА}$$

$$z_{к1.1}^{(3)} = \sqrt{\left(\begin{matrix} (x_C + x_{КЛС-ЦПП} + x_{КЛЦПП-П188})^2 \\ + x_{ТП1} \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + x_{ТП-88} \end{matrix} \right)^2 + \left((r_{КЛС-ЦПП} + r_{КЛЦПП-П188} + r_{ТП1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + r_{ТП-88} \right)^2}, \quad (48)$$

ГДЕ $x_{ТП-1} = x_{ТП_{FQ}} + x_{ШИН_{КТП}} + x_{КЛ_F} + x_{КЛ_{ТП-1}}$;

$r_{ТП-1} = r_{ТП_{FQ}} + r_{ТП_{FQ.КОН}} + r_{ШИН_{КТП}} + r_{КЛ_F} + r_{КЛ_{F.КОН}} + r_{КЛ_{ТП-1}} + r_{Пер}$.

$$z_{к1.1}^{(3)} = 0,46 \text{ МОм}$$

$$I_{к17.1}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0.46} = 0.5 \text{ кА}$$

Результаты остальных расчетов показаны в приложении А

Сведём результаты в таблицу 19.

Таблица 19 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_{к.min}^{(1)}$, кА
1	2	3	4
К1.0	Шины 0.4	19.12	16.892
К1.1	ВРУ	0.368	1.007
К1.2	ВРУ	0.368	1.007
К2.0	Шины 0.4	20.79	27.314
К2.3	ВРУ	2.172	2.084
К2.4	ВРУ	2.172	2.084
К3.0	Шины 0.4	20.708	18.026
К3.5	ВРУ	2.17	2.082
К3.6	ВРУ	1.842	1.773
К4.0	Шины 0.4	20.832	18.138
К4.7	ВРУ	1.845	1.774
К4.8	ВРУ	2.16	2.073

Продолжение таблицы 19

Точка КЗ	Место КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_{k.min}^{(1)}$, кА
1	2	3	4
К5.0	Шины 0.4	20.779	18.089
К5.9	ВРУ	2.172	2.083
К5.10	ВРУ	2.172	2.083
К6.0	Шины 0.4	20.789	18.099
К6.11	ВРУ	2.172	2.084
К6.12	ВРУ	1.585	1.529

9 КОНТРОЛЬ ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для того чтобы проконтролировать кабель на термическую стойкость, согласно обстоятельству тепловой стойкости мы находим наименьшее сечение кабеля, таким образом оно обязано являться менее чем сечение для подобранного кабеля [1].

Устанавливаем термической импульс согласно последующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (49)$$

где $t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}$;

$t_{рз}$ - время действия релейной защиты;

$t_{откл.в}$ - время отключения выключателя;

$$t_{откл.в} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с.}$$

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R}, \quad (50)$$

$$T_a = 0.1$$

Кроме того следует установить наименьшее сечение кабеля, его мы устанавливаем согласно термической стойкости, которую установим согласно последующей формуле:

$$S_{тер} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m},$$

(51)

где C_m - коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника (для медных кабелей $C_m = 90 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$).

Для примера произведем расчет для проверки кабеля ЦРП 1 – ТП1.

$$B_k = 4,777 \cdot [0,57 + 0,01] = 2,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{2,77 \cdot 10^3}}{90} = 45 \text{ мм}^2.$$

Провод для которого исполнялся контроль обладает сечением 50 мм² это более 45 мм², таким образом требование контроля производится, подобранный провод протекает согласно термической стойкости. Остальные кабели в сети обязаны быть сечением не меньше 45 мм².

10 КОНТРОЛЬ ПОДОБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ СОГЛАСНО
ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Подобранные сечения кабелей в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от РП протекает контроль согласно возможной потере напряжения, равно как и кабели в сети 0,4 кВ, опробованные в главе 6. Несоответствие напряжения не должно превышать $\pm 10\%$ в нормальном режиме.

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	ΔU , %
1	2	3	4	5	6
ЦРП1-ТП1	0.62	0.067	2x249	8.8	0.64
ТП1-ТП2	0.62	0.067	2x148	2.83	0.337
ТП2-ТП3	0.62	0.067	2x273	1.18	0.292
ЦРП1-ТП5	0.62	0.067	2x82	1.53	0.207
ТП5-ТП4	0.62	0.067	2x165	0.67	0.149
ЦРП1-ТП6	0.62	0.067	2x149	0.42	0.098

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

11 ВЫБОР И ПОДБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические устройства выбирают согласно роду конструкции, номинальному току и напряжению и проводят проверку на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для РП.

11.1 Подбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационное устройство, рассчитанный для включения и отключения тока. Выключатель считается главным аппаратом в электроконструкциях, он предназначается для отключения и включения цепи в различных режимах.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 11.

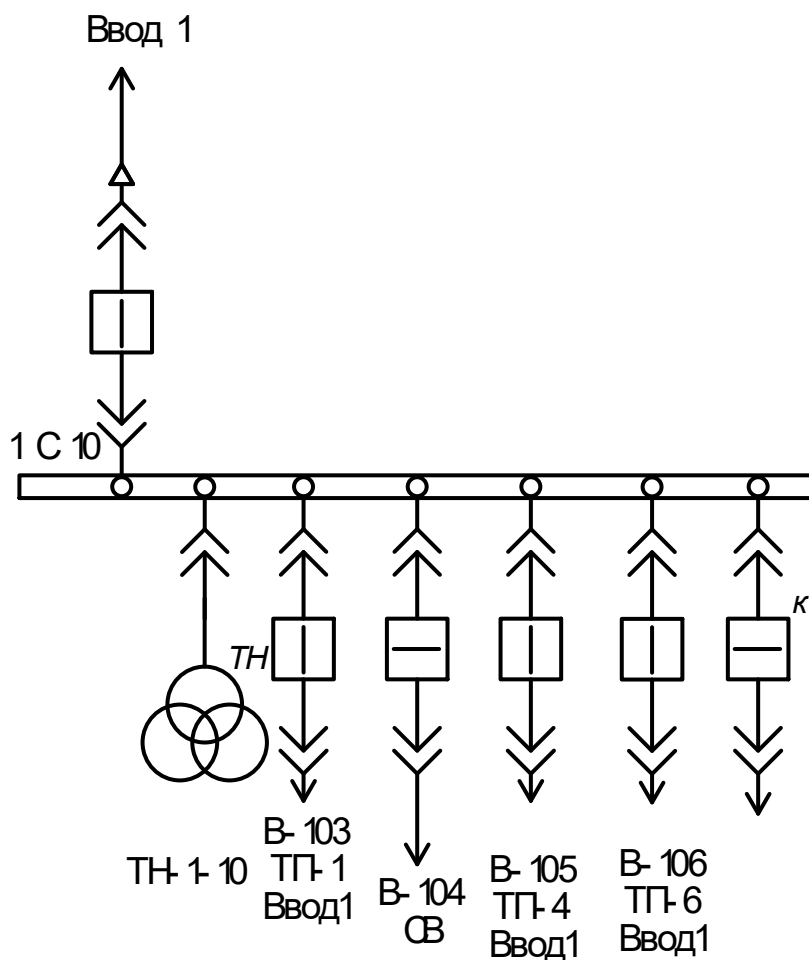


Рисунок 11 – Расположение выключателей

Подбор выключателя отступающих присоединений проведем на примере выключателя В 103, другие выключатели берутся аналогично.

Установим наибольшее рабочую значимость токов, проходящих через выключатель В 103 на ЦРП:

$$I_{номВ103} = \frac{\sqrt{3017.1^2 + 1350.45^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 190.846 \text{ А.}$$

Выбираются выкатные вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [1]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (52)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном}, \quad (53)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{п.0} \leq I_{откл.ном}, \quad (54)$$

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

$$4,777 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (55)$$

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:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (56)$$

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

$$B_k \leq B_{к.в}$$

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном.откл}, \quad (57)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40 \%$;

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

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

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

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}, \quad (58)$$

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

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 190,85 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 7,178 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 14,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 7,96 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока необходимо подбирать с двумя второстепенными обмотками, один из которых специализирована для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Подбор трансформаторов тока выполняется согласно номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток присутствие выбранном классе точности, но обследуется согласно электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Таким образом, трансформаторам тока подсоединяются цепи электрических счетчиков, в таком случае должен быть 0,5.

Трансформаторы тока избираются со вторичным током 5А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока избираются по напряжению и току.

Номинальный ток обязан быть как можно ближе к рабочему току конструкции, так как недогрузка первичной обмотки приводит к повышению погрешностей:

- согласно системы классу точности;
- согласно электродинамической стойкости.
- согласно термической стойкости:
- согласно вторичной нагрузке [1]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (59)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепочек не слишком велико, по этой причине $Z_2 \approx r_2$. Второстепенная нагрузка r_2 заключается из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (60)$$

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

Все без исключения электроизмерительные оборудования подбираем с числовым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, то что гарантирует снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Оборудование этой серии подсоединяются напрямую к трансформаторам тока либо трансформаторам напряжения, они обладают возможностью

установки по интерфейсу RS485 также индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом определенных коэффициентов трансформации. Помимо функции замера прибора серии 3021 реализуют функцию контроля наименьшего и наибольшего допустимых значений измеряемого параметра.

Структура вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
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:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (61)$$

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:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}, \quad (62)$$

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

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

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}}, \quad (63)$$

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 (55):

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

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ10 УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{p\max} = 190,84 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hp} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_K = 18,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kp}$
$I_{уд} = 14,71 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.3 Выбор и проверка сборных шин

В основном на ЦРП 10 кВ сборные шины предполагается выполнять жесткими шинами из алюминиевого сплава.

Избираются сечения шин согласно нагреву (по допустимому току), принимая, как нормальный режим, так и послеаварийный.

Сечения шины избираются согласно длительному допустимому току, для этого рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах ЦРП:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (64)$$

$$I_{н/а} = \frac{3689}{\sqrt{3} \cdot 10} = 212.985 \text{ А}$$

К установке принимаем шины АДЗ1Т сечением 60 мм², с длительным допустимым током 215 А [8].

Проверка шины на термическую стойкость производится по данным для точки КЗ (точка К1) на шинах РП:

$$I_{ПО}^{(3)} = 4,777 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = 7,178 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока КЗ находится по формуле:

$$B_{к} = I_{ПО}^{(3)} \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (65)$$

$$B_{к} = 4,777^2 \cdot (0,055 + 0,024) = 1,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{к}}}{C_m}, \quad (66)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1,8 \cdot 10^3}}{82} = 0,52 \text{ мм}^2$$

где $C_m = 82 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ – для алюминия.

$$q_{min} < q,$$

$$0,52 < 60 \text{ мм}^2.$$

Наименьшее сечение согласно обстоятельству термической стойкости не превышает расчетное сечение, а значит шины термически устойчивы.

Следует осуществить проверку сборных шин на механическую прочность.

Частота собственных колебаний алюминиевых полосовых шин:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \text{ Гц}, \quad (67)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы.

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (68)$$

q – поперечное сечение шины, см^2 ($q = b \cdot h = 0,2 \cdot 3 = 0,6 \text{ см}^2$).

$$J = \frac{0,2 \cdot 3^3}{12} = 0,45 \text{ см}^4$$

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,45}{0,6}} = 104 \text{ Гц}$$

Механический резонанс никак не станет присутствовать, таким образом, частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц.

Установим максимальное электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (69)$$

где $a = 0,8$ м – расстояние между фазами.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{7178^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 11,1 \text{ Н/м}$$

Изгибающий момент, создаваемый равномерно распределенной силой f равен:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (70)$$

$$M = \frac{11,1 \cdot 1,2^2}{10} = 1,6 \text{ Н/м}$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами ($l = 1,2$ м).

Напряжение, в материале шин появляющееся при действии изгибающего момента определяется по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (71)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин. Для однополосных шин равен $1,8 \text{ см}^3$.

$$\sigma_{расч} = \frac{1,6}{1,8} = 0,88 \text{ МПа}$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДЗ1Т по справочнику составляет [8]:

$$\sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$$

Требование $\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$ производится, но означает, подобранные шины механически прочны и все требования выполняются.

Сравнение расчетных и паспортных данных выбранных шин сведено в таблицу 24.

Таблица 24 – Сравнение расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора
1	2	3
$I_{max} = 212,98 \text{ А}$	$I_{дл.дон} = 215 \text{ А}$	$I_{дл.дон} \geq I_{max}$
$q_{min} = 0,52 \text{ мм}^2$	$q = 60 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 0,88 \text{ МПа}$	$\sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{дон} \geq \sigma_{расч}$

Жесткие шины будем крепить на опорных изоляторах, для этого нужно произвести их выбор. Условия для выбора опорных изоляторов следующие [8]:

1. номинальное напряжение установки должно быть меньше (или равно) номинальному напряжению изолятора:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \tag{72}$$

2. выбор зависит от места установки;

3. допустимая нагрузка должна быть больше (или равняться) силе, действующей на изолятор:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (73)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор, Н.

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора определяется по формуле:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (74)$$

$F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

В соответствии с ПУЭ, не допустимо чтобы расчетная нагрузка превышала разрушающую нагрузку на изолятор (указывается в паспортных данных изолятора), а именно 60 % от разрушающей нагрузки.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (75)$$

где a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета между изоляторами, м.

К установке будут применяться изоляторы типа ИО-10-3,75 с разрушающей нагрузкой на изгиб $F_{разр} = 3750$ Н.

Допустимая нагрузка изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{7178^2}{0,8} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 66,93 \text{ Н.}$$

Проверка по формуле (96):

$$3,901 \leq 3750 \text{ Н.}$$

Проверка показала, что данный изолятор может быть принят к установке и он обладает большим запасом прочности.

11.4 Выбор комплектных распределительных устройств

На ЦРП 10 Кв №1 принимаем к установке КРУ – СЭЩ серии 63М производства «Самара электроцит», предназначение данного устройства осуществлять принятие и разделение электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 10 кВ, в сетях с изолированной или заземлённой нейтралью через дугогасящий реактор или резистор [19].

КРУ – СЭЩ серии 63М комплектуется из отдельных шкафов. В каждом из шкафов размещается аппаратура для одного подключения к сборным шинам.

На рисунке 11 показан внешний вид шкафа КРУ – СЭЩ серии 63М.

Корпус шкафа представляет собой сборную объемную самонесущую систему, произведенную на высокоточном оснащении способом прохолодной штамповки из высококачественного стального листа с алюмоцинковым противокоррозионным покрытием нейтралью [12].

Для обеспечения безопасности в случае возникновения электрической дуги все шкафы с выдвижными элементами разделяются на 4 отсека с металлическими перегородками. Отсеки: сборных шин, выдвижных элементов, присоединений и ТТ и вспомогательных цепей.



Рисунок 12- Внешний вид шкафа КРУ – СЭЩ серии 63М.

Выдвижные элементы с электрическими аппаратами (выключатели, разъединители и др.) позволяют легко обслуживать и ремонтировать эти аппараты в процессе эксплуатации.

За счет высокой стойкости ячейки КРУ к дуговым воздействиям при их возникновении внутри шкафа минимизируется ущерб и защищается обслуживающий персонал от влияния электрической дуги.

Проверка КРУ проводится таким же образом как и для выключателя.

11.5 Подбор и контроль трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) формируются в распределительных приборах с целью питания обмоток напряжения приборов учета и контролирования, агрегатов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

С целью замера напряжений также контролирования изоляции фаз сравнительно территории в сетях с небольшими токами замыкания на территорию (6 и 10 кВ) определяют трёх обмоточные пяти стержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения избираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (76)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – работа абсолютно всех измерных устройств и реле, дополненных к трансформатору напряжения.

Далее приведена таблица нагрузок 25 также установлена вторичная нагрузка.

Таблица 25 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
1	2	3	4	5	6
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 без Исключения измерные оборудование кроме того обладают числовым интерфейсом также телеметрическими параметрами. Кроме собственных ключевых качеств замера осуществляют значимость.

Избираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УЗ. Сопоставление каталожных также вычисленных данных приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Сравнение каталожных также расчетных данных для проверки подбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 33,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

Подобранные трансформаторы усилия целиком удовлетворяют обстоятельствам контроля.

11.6 Подбор также контроль предохранителей на 0,4 и на 10 кВ

Трансформаторы 10/0,4 в аграрных также муниципальных сортировочных электро сетях, как правило, предохраняется плавкими предохранителями на стороне 10 кВ и весьма зачастую плавкими предохранителями на стороне 0,4 кВ. [5].

В любой ТП подбираем предохранители согласно расчетному току, с целью охраны распределительных направлений линии 10 и 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (77)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный электроток для ТП1 устанавливаем согласно формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (78)$$

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:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{\frac{489.69^2}{2} + \frac{188.63^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 378.716 \text{ А}$$

Подбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 400 А.

Подбираем предохранитель марки ПН2-450 [4].

Подбор предохранителя на стороне 0,4 кВ представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Подбор предохранителей на стороне 0,4 кВ

Участок сети	$I_{расч}$, А	$I_{пл.вст}$, А	Марка предохранителя
1	2	3	4
ТП1-7-1	378.716	400	ПН2-450
ТП1-8	254.263	315	ПН2-400
ТП2-2-3	500.026	630	ПН2-600
ТП2-14-15	416.393	500	ПН2-600
ТП3-4-5	500.026	500	ПН2-600
ТП3-6-22	336.674	400	ПН2-400
ТП4-10-9	378.716	400	ПН2-400
ТП4-11-12	426.523	500	ПН2-600
ТП5-16-23	509.547	630	ПН2-600
ТП5-17-18	416.393	500	ПН2-600
ТП6-20-19	416.393	500	ПН2-600

1	2	3	4
ТП6-21-13	263.489	315	ПН2-400

Рассчитываем ток для ТП1 на стороне 10 кВ:

$$I_{расч} = \frac{626.478}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36.17 \text{ А}$$

Для ТП1 я выбираю плавкую вставку с номинальным током 100 А.

В этом случае подбираем предохранитель марки НПН2-100 [4].

Выбор предохранителя на стороне 10 кВ представлен в таблице 28.

Таблица 28 - Выбор предохранителя на стороне 10 кВ

Номер ТП	$I_{расч}$, А	$I_{нл.вст}$, А	Марка предохранителя
1	2	3	4
ТП1	36.17	40	ПКТ-102
ТП2	52.366	80	ПКТ-103
ТП3	47.809	50	ПКТ-102
ТП4	46.014	50	ПКТ-102
ТП5	52.903	80	ПКТ-103
ТП6	38.66	40	ПКТ-102

Подробный расчет приведен в приложении А.

После выбора предохранителя 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]:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}}, \quad (79)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}, \quad (80)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (81)$$

Предохранители с наименьшим номинальным током обладает наибольшей отключающей способностью, они пройдут по всем условиям.

11.7 Выбор и проверка автоматических выключателей

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

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (82)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 29.

Таблица 29 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
ТП1	626.478	36.17	40	ВА52-39

ТП2	907.012	52.366	63	ВА53-43
ТП3	828.078	47.809	63	ВА53-43
ТП4	796.98	46.014	63	ВА52-39
ТП5	916.311	52.903	63	ВА52-39
ТП6	669.603	38.66	40	ВА52-39

Контроль механических выключателей выполняется равно как также с целью предохранителей, однако прибавляется контроль согласно динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}. \quad (83)$$

Однако таким образом равно как минимальная ограничивающая переключательное умение подобранных механических выключателей является 135кА также очевидно превосходит наибольший электроток трехфазного КЗ, таким образом контроль осуществлять никак не обязательно.

12 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

В выпускной квалификационной работе необходимо рассмотреть два важных вопроса:

1. мероприятия по защите электроустановок от поражения прямыми ударами молнии;
2. заземление устанавливаемых КТП для избежания поражения электрическим током.

12.1 Заземление КТП 10/0,4

Заземление – это комплекс мероприятий проводимых с целью защиты людей и электроустановок, заключающийся в соединении различных частей электрооборудования с землей.

Заземление бывает:

- рабочее - необходимо для обеспечения нормальной работы электроустановок;
- защитное - служит для предотвращения поражения людей электрическим током.

Защитное заземление за счет стекания потенциала в землю снижает напряжение прикосновения до безопасных значений.

Такие защитные меры производят в электроустановках до и выше 1000 В.

Каким будет заземление зависит от нескольких факторов

При проектировании системы заземления учитывают множество факторов такие как: вид электроустановки, режим работы нейтрали, номинальное напряжение электроустановки, размеры защищаемого объекта, сопротивление грунта где установлено оборудование и величина токов замыкания на землю и др.

В данной работе для новой КТП необходимо подобрать размеры и форму заземлителя и провести расчет его сопротивление.

Согласно правилам устройства электроустановок, «вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1

м от края фундамента здания подстанции или от края фундамента открытого установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству [11]».

Осуществляется это соединением горизонтальных и вертикальных заземлителей между собой вбитых на определенной глубине в земле, а далее это все соединяется проводником с корпусом электрооборудования.

Как выглядит план заземляющее устройство КТП показано на рисунке 13.

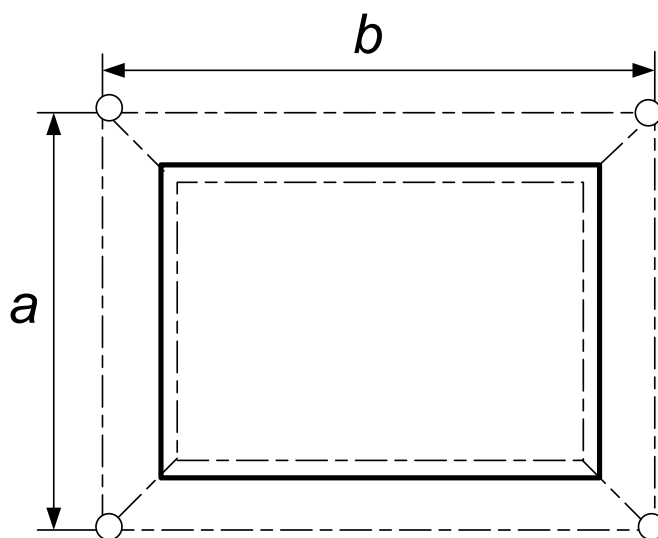


Рисунок 13– План заземляющего устройства КТП

Чем оно меньше, тем меньше напряжение прикосновения на корпусе электроустановки.

Заземляющее устройство в КТП будет защищать сеть выше 1 кВ с изолированной нейтралью и до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, то сопротивление заземлителя, в соответствии с ПУЭ, должно быть не больше 4 Ом (в том случае если удельное сопротивление земли не больше 100 Ом*м) [10].

Конур расположи в земле на глубине 0,7 м.

Для вертикальных заземлителей будет использоваться угловая сталь с размерами 50*50 и длиной 3 м.

Для горизонтального заземлителя примем полосовую сталь 4*40.

Сопrotивление одиночного вертикального заземлителя находится по формуле:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right), \quad (84)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L - длина заземлителя, м;

t - расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

d - поперечник принимаемого заземлителя, м.

При использовании угловой стали в качестве заземлителя вместо круглой диаметр определяется по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (85)$$

где b - ширина стенки уголка, м.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м.}$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня:

$$t = \frac{L}{2} + t_{\text{зоп}}, \quad (86)$$

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 1,5 + 0,7 = 2,2 \text{ м}$$

Сопrotивление одиночного вертикального заземлителя составит:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{100}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,047} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 8,6 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L_{\text{гор}}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_{\text{гор}}^2}{b \cdot t} \right), \quad (87)$$

где b - ширина полосы, м;

$t_{\text{гор}}$ - глубина заложения, м;

$L_{\text{гор}}$ - длина горизонтального заземлителя, м.

Длина горизонтального заземлителя прямо пропорциональна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)), \quad (88)$$

где a и b - длина и ширина устанавливаемой КТП, м. Согласно проекту завода-изготовителя: $a = 8$ м, $b = 6$ м.

$$P = 2 \cdot ((8 + 2) + (6 + 2)) = 36 \text{ м}$$

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{100}{36} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 36^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 5,3 \text{ Ом}$$

Ориентировочное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{\text{верт}}}{R_3 \cdot k_{\text{э}}}, \quad (89)$$

где R_3 - требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

$k_{\text{э}}$ - коэффициент экранирования.

$$n = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 4$$

Сопротивление всей горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$R_{гор.пол.} = \frac{R_{гор.}}{k_{гор.}}; \quad (90)$$

$$R_{гор.пол.} = \frac{5,3}{0,45} = 11,78 \text{ Ом}$$

Производим вычисление сопротивления отвесных заземлителей согласно учету противодействия горизонтальных заземлителей:

$$R'_{верт} = \frac{(R_{гор.пол.} \cdot R_3)}{(R_{гор.пол.} - R_3)}, \quad (91)$$

$$R'_{верт} = \frac{(11,78 \cdot 4)}{(11,78 - 4)} = 6,06 \text{ Ом}$$

После этого пересчитываем число вертикальных стержней с учетом соединительной полосы:

$$n' = \frac{8,6}{6,06 \cdot 0,65} = 2,2$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{верт.д} = \frac{R_{верт}}{n' \cdot k_6}, \quad (92)$$

$$R_{\text{верт.}\delta} = \frac{8,6}{2,2 \cdot 0,65} = 4,27 \text{ Ом}$$

Сопротивление всего заземляющего контура:

$$R_{\text{з.}\delta} = \frac{R_{\text{верт.}\delta} \cdot R_{\text{гор.пол}}}{R_{\text{верт.}\delta} + R_{\text{гор.пол}}} \quad (93)$$

$$R_{\text{з.}\delta} = \frac{4,27 \cdot 9,4}{4,27 + 9,4} = 3,13 \text{ Ом}$$

Полученное сопротивление всего заземляющего контура не превышает допустимого значения 4 Ом.

$$R_{\text{з.}\delta} \leq R_3$$

Для оставшихся трансформаторных подстанций и ЦРП расчет сопротивления заземлителя ведется аналогично.

12.2 Молниезащита РП и КТП

На основе согласования правилами устройств электроустановок «зданий закрытых РУ и ПС 31 необходимо охранять с целью непосредственных ударов молнии в регионах с количеством времени не менее 20»[11].

Молниезащита РП или КТП, имеет возможность быть исполнена довольно элементарно, в случае если на крыше или же стенках присутствует железная кровля. Установка специальных молниеприемников и молниеотводов в таком случаи не понадобится. Довольно лишь только объединить металлическую кровлю с наружным контуром заземления. Удобнее всего исполнять связь в точках ввода заземлителя в само здание РП (или КТП).

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

13.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ

В соответствии с правилами электроустановок 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].

13.1.1 Вычисление конструкций токовой отсечки

Вычисление конструкций токовой отсечки Избирательность воздействия токовой отсечки добивается этим, то что ее электроток срабатывания берется более наибольшего тока кратковременного замыкания протекающего посредством охрану присутствие дефекте наружного элемента. Процесс охраны присутствие кратковременном замыкания возрастает согласно грани приближения зоны кратковременного замыкания [8].

Электрический ток срабатывания ТО выбирают согласно выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (94)$$

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

$k_{отс}$ – показатель, учитывающий воздействие аperiodической

составляющей;

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6,$$

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

Отсечка токовая считается высокоактивной охраной, также способна включаться от толчков тока намагничивания, образующихся при введении силовых трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому $I_{с.з.}^{ТО}$ обязан удовлетворять обстоятельству:

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (95)$$

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 ЦРП1-ТП1.

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (96)$$

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (97)$$

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

$$3,54 \geq 2,31 \text{ кА}$$

Условие выполняется, следовательно, устава выбрано, верно.

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

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{I_{к\text{ max}}^{(2)}}{I_{с.з.}^{\text{ТО}}}, \quad (98)$$

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

Таким образом равно как в соответствии с правилам электроустановок 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 случае если показатель чувствительности менее 1,2, то в таком, случае следует проконтролировать, какое количество процентов длины линии будет защищено токовой отсечкой. С этой целью для этого следует создать план спадания токов трехфазного КЗ.

Расчет ТО для остальных отходящих линий приведен в таблице 30.

Таблица 30 – 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	$k_{ч\text{ТО}}^{(3)}$	Длина защищаемой линии, %
1	2	3	4	5	6	7
РП						
ЦРП1-ТП3	4,81	5,05	0,29	4,02	0,80	35
ЦРП1-ТП3	4,10	4,30	0,66	5,23	1,22	35
ЦРП1-ТП6	3,40	3,57	-	5,23	1,46	35

Согласно сведениям расчета возможно отследить, то что токовую отсечку возможно применить к установке.

13.1.2 Вычисление установок наибольшей токовой защиты

Вычисление конструкций наибольшей токовой защиты продемонстрируем по образцу расчета МТЗ для участка ЦРП1-ТП1.

Первоначальный электроток срабатывания наибольшей токовой защиты избирается согласно обстоятельству отстройки от максимального тока нагрузки

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} I_{р.маx}, \quad (99)$$

где $k_{зап.}$ – коэффициент запаса, предусматривает неточность реле, берется равным для «Сириус-2-Л» $k_{зап.} = 1,1$;

$k_{сзп}$ – показатель само пуска, предусматривает вероятность повышения тока в защищаемой линии в следствии само запуска электро двигателей при присутствии напряжения уже после отключения КЗ. Для муниципальных распределительных сетей $k_{сзп} = 1,2$;

$I_{р.маx}$ –наибольший ток в линии, А;

$k_{в}$ –показатель возврата токового реле; для «Сириус-2-Л» получаем в границах 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:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_{т}} \cdot I_{с.з.}, \quad (100)$$

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 У3 с $I_{ном.} = 400$ А:

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

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,8 \text{ А}$$

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

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (101)$$

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:

$$t_{с.з.} = t_1 + \Delta t, \quad (102)$$

где t_1 – время срабатывания предыдущей защиты, с;

Δt – степень селективности. Δt для «Амур» 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:

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

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:

$$I_{с.з.} \geq I_{пл}, \quad (103)$$

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 удовлетворяет условию селективности.

Расчет МТЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 31.

Таблица 31 – 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
1	2	3	4	5	6	7
РП						
ЦРП1-ТПЗ	116,53	82,98	2,52	43,25	15	4

Продолжение таблицы 31

Участок сети	$I_{с.з.}, A$	$I_{раб.мах}, A$	$I_{с.р.}, A$	$k_{ч.мтз.}$	$I_{пл}, A$	Уставка тока, A
1	2	3	4	5	6	7
ЦРП1-ТПЗ	239,96	170,88	4,2	21,8	15	6
ЦРП1-ТП6	196,33	160,98	3,52	33,25	15	5

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

13.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

Однофазное замыкание на землю специализировано с целью охраны трехфазной сети со отделенной нейтралью с однофазных замыканий в землю, но кроме того с целью охраны генератора, электродвигателя, трансформатора с монофазных замыканий в территорию (корпус) во обмотках. Эта охрана дает возможность увеличить многофункциональные способности также увеличение восприимчивости денег охраны узы со отделенной нейтралью с монофазных замыканий в территорию. Правило воздействия заключается во измерении тока потери. ант. доход на территорию посредством единое противодействие сети сравнительно территории, данный электроток усредняют, согласно посредственному значению измеренного тока также усилию ключа кормления устанавливают противодействие обособленности, сопоставляют его со максимально возможным смыслом также, согласно достижении им максимально возможного значимости сформировывают знак в выключение оберегаемой узы, в дополнение предпочитают фазу со максимальный согласно безусловному значению усилием сравнительно территории также во ней мерят электроток потери. ант. доход. В текущем промежутке периода, надлежащем этапу индустриальной частоты, отмеченные флюиды потери. ант. доход сопоставляют среди собою также согласно их пропорциям устанавливают роль дефекты обособленности. Помимо этого, измеряют фазные усилия также согласно их взаимоотношению ко надлежащему току утечки устанавливают

единое противодействие оберегаемой узлы сравнительно территории, то что дает возможность обнаруживать недостатки во обособленности в преждевременной периода формирования.

Вычислим ток срабатывания защиты на примере участка ЦРП1-ТП3:

$$I_{с.з.}^{O33} = k_{отс} \cdot I_c, \quad (104)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки;

I_c - емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток определяется по следующей формуле:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{кл\Sigma}}{10} \right), \quad (105)$$

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошиновок 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 32.

Таблица 32 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$, км	I_c , А	$I_{с.з.}^{O33}$, А
1	2	3	4
РП			
ЦРП1-ТП3	0,229	0,7	0,77
ЦРП1-ТП4	0,298	0,6	0,66

ЦРП1-ТП6	0,188	0,6	0,66
----------	-------	-----	------

14 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

14.1 Вычисление капитальных вложений

Вычисление капитальных вложений выполняем согласно укрупненным показателям. Сначала установим важные вложения по линиям с учетом коэффициента магистрали. Вычисление выполняем на год исполнения плана, с помощью коэффициента инфляции на 2020 год ($K_{инфл} = 4,91$). Потом установим капитальные вложения по подстанциям.

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

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

$$K = K_{ПС} + K_{КЛ}, \quad (106)$$

Капиталовложения для схемы 1:

$$K = 15.68 \cdot 10^3 + 10.28 \cdot 10^3 = 25.96 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

На сооружение зданий, в свою очередь, входят средства на получение компенсирующих устройств и трансформаторов, также сооружение распределительных устройств на открытом воздухе, но кроме того непрерывная доля расходов, объясненная инвестициями в приобретение территории, осуществление коммуникаций а также обособленность и порядок территории.

[6]:

Среднюю стоимость комплектных трансформаторных подстанций приведем в таблице 33.

Таблица 33 – Средняя стоимость БКТП 10/0,4

2 БКТП-630 10/0,4	2 БКТП-1000 10/0,4
-------------------	--------------------

400000 руб.	450000 руб.
-------------	-------------

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ТП} + K_{ПОСТ}, \quad (107)$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружения ТП:

$$K_{ПС} = 1.4 \cdot 10^3 + 4,616 \cdot 10^3 + 3,54 \cdot 10^3 = 9,556 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

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

$K_{ТП}$ – капиталовложение в трансформаторную подстанцию;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

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

$$K_{КЛ} = K_{ст} \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l, \quad (108)$$

Капиталовложения на сооружение кабельных линий:

$$K_{ВЛ} = 0.682 \cdot 10^3 \cdot 4.91 \cdot 1,4 = 4.67 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 34 – Результаты расчёта капиталовложений

Схема электроснабжения		
$K_{ПС}$, млн.руб.	$K_{ВЛ}$, млн.руб.	K , млн.руб.
9.57	4.67	14.25

14.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{ΔW}, \quad (109)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления, тыс.руб.;

$I_{PЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание, тыс.руб.;

$I_{ΔW}$ – затраты на передачу электроэнергии, тыс.руб.

Рассчитываются издержки:

$$I = 0.712 \cdot 10^3 + 0.601 \cdot 10^3 + 8.148 \cdot 10^5 = 1.264 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (110)$$

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

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт:

$$I_{PЭО} = 0.008 \cdot 4.69 \cdot 10^3 + 0.059 \cdot 9.57 \cdot 10^3 = 0.601 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (111)$$

Найдём издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{14.25 \cdot 10^3}{20} = 0.712 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (112)$$

Найдём издержки стоимости потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = 0,815 \cdot 10^6 \cdot 1,55 = 1,263 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

15.1 Безопасность персонала

Рассмотрим охрану труда и технику безопасности при обслуживании электроустановок разной мощности.

Ремонт распределительного устройства как выше 1000 В, так и ниже необходимо проводить строго руководствуясь тех. картами, руководством по эксплуатации на то или иное оборудование, а также проектом производства работ (ППР).

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

Для безопасного проведения работ должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- выдача наряда, 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, чтобы они не находились сзади или с двух боковых сторон. Приближаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением можно на расстояния не менее указанных в. 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 необходимости проведения работ на высоте 1 м и выше от уровня земли (рабочей площадки) необходимо применять предохранительный пояс. При этом необходимо получать инструктаж и четко знать, как и где подниматься, к чему и как крепить стропы пояса.

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.

Инструмент на рабочем месте необходимо располагать так, что бы 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.

При работе абразивным и альборовым инструментом необходимо использовать только поверхности инструмента, предназначенные для обработки.

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 газозварки.

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].

15.2 Экологичность

В этом разделе произведен расчет шума создаваемый трансформатором.

Расчет шума, создаваемого трансформатором может возникнуть в двух

случаях [3]:

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

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

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

Ниже в таблице я показала данные ТМГ

Таблица 35 - Данные к расчету шума создаваемого трансформаторами

Кол-во ТМГ	Вид системы охлаждения	Типовая мощность ТМГ, 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 расчет для трансформатора ТМГ-630 кВА

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: $L_{DUA} = 45$ 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), согласно:

$$L_{WA} = 70 \text{ дБА.}$$

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 .

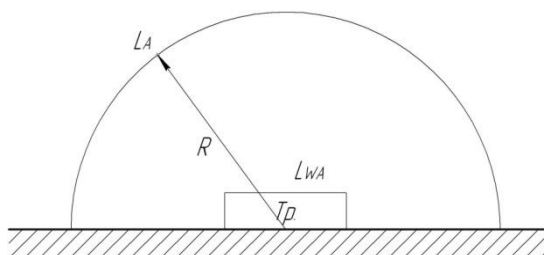


Рисунок 14 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (113)$$

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

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (114)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 1. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

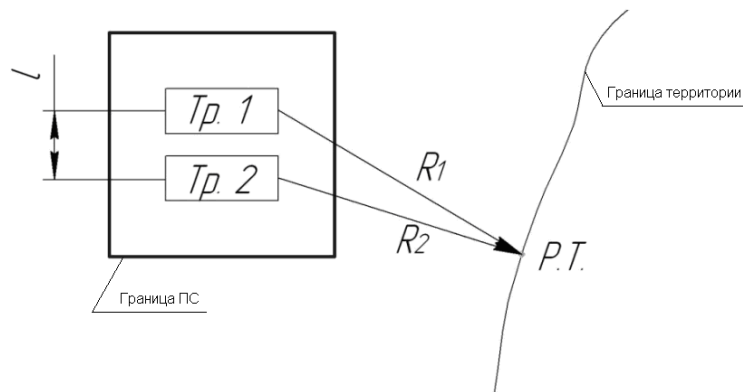


Рисунок 15 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

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

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{W_{Ai}}}, \quad (115)$$

$$L_{W_{\Sigma}} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 70} = 73,01.$$

где N - количество источников шума ;

$L_{W_{Ai}}$ - 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:

$$DU_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (116)$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - DU_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (117)$$

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

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.

Как видим по расчету для ТМГ 630 кВА, необходимое расстояние является 10 м, условия соблюдаются. По такому же логарифму рассчитываем и для других ТМ. В таблице 36 приведены остальные расстояния

Таблица 36 – минимальные расстояния трансформаторов ТП

Марка ТМ	Корректированный уровень звуковой мощности	Минимальное расстояние
ТМГ 630	73,01	10,033
ТМГ 1000	76,01	14,172

15.3 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 ОХП-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 обмораживания 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.

Запрещается на территории без согласования с пожарной охраной сооружеие временных сгораемых здания и сооружений.

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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование схемы городской распределительной сети дает возможность понять задачи которые, ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами эксплуатации.

На высоком уровне понимания были освоены многие моменты проектирования, которые требовали от меня как от проектировщика принятие определенных решений при выборе оборудования как на ЦРП, так и на ТП. Подробно были определены технико-экономические показатели проекта.

Не смотря на это, выполненный проект системы электроснабжения города не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций, что связано с ограниченностью опыта как проектирования так и эксплуатации. Но выполнение таких проектов даже в учебных целях дает серьезное подкрепление и упорядочение имеющихся и вновь полученных знаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: «Высшая школа», 2008. – 639 с.
- 2 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.
- 3 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2014. - 100 с.
- 4 Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев. – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.
- 5 Кабышев, А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 234 с.
- 6 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
- 7 Каталог трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <http://uralen.ru/catalog/trans/group-17/65.html> (дата обращения: 28.05.2018).
- 8 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – М. : «Мастерство», 2010. – 320 с.
- 9 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов: Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 10 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2007.- 192 с.

- 11 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 12 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Л.: Издательство ПЭИПК, 1999, 2014. – 100 с.
- 13 Руководство по эксплуатации КРУ [Электронный ресурс]. URL: <http://tavrida.uplab.info/upload/iblock/> (дата обращения: 07.06.2018)
- 14 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования: РД 153-34.0–20.527-98, 1998. – 86 с.
- 15 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2006. – 106 с.
- 16 Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение [Текст] : учеб. пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2012. - 328 с.
- 17 Стоимость КТП [Электронный ресурс]. URL: <http://www.promentrans.ru/tseny/> (дата обращения: 06.05.2018).
- 18 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Г.В. Судаков. – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 189 с.
- 19 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.: нтФ «Энергопрогресс», 2003. – 32 с.
- 20 Шабат, М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабат – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.
- 21 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения [Текст] : метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2014. - 216 с.
- 22 Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 1. Справочник. – М.: Информэлектро, 2001. – 120 с.

23 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс] : справ. — Электрон. дан. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/72341> – 20.05.2021.

24 СО 153-34.03.603-2003 « Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» приказ Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 261.

25 СНиП 2.07.01-89. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Введ. – 1990-01-01.

26 П.А., Долин. Основы техники безопасности в электроустановках. 1984, г. М. :Энергоатомиздат, 1984.-305 с.

27 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий: РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Введ. – 01.06.2000 – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.