

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения жилого комплекса
Босфорский парк в городе Владивосток

Исполнитель

студент группы 842- узб

подпись, дата

Д.М. Китов

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

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2022

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2022 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Китова Дмитрия Михайловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения жилого комплекса «Босфорский парк» в городе Владивосток
(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе План жилого комплекса «Босфорский парк», схемы ПС Чайка, нагрузка по контрольным замерам.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика г. Владивосток, расчет электрических нагрузок 0,4 и 6 кВ, разработка системы электроснабжения по 6 кВ, технико-экономическая оценка двух вариантов сети, реконструкция ПС Чайка, расчет токов КЗ, выбор оборудования, оценка надежности, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 31 таблица, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,
профессор, канд. техн. наук (фамилия, имя, отчество, должность,
ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 124 с., 13 рисунков, 31 таблица, 24 использованных источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАГРУЗКА, НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ВКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТЕЛЕМЕХАНИКА, НАДЕЖНОСТЬ.

Цель выпускной квалификационной работы - проектирование системы электроснабжения жилого комплекса «Босфорский парк» Владивосток, для надёжного и качественного электроснабжения потребителей. Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи: расчет электрических нагрузок по 0,4 и 6 кВ, выбор количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, выбор сечения провода по 0,4 и 6 кВ, расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования; расчет молниезащиты ПС Чайка, выполнение расчета релейной защиты и автоматики. Рассмотрение вопросов безопасности и экологичности на ПС Чайка.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- ВЛ – воздушная линия электропередачи
- ВРУ – вводно-распределительные устройства
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия электропередачи
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- ЛВС – локальная вычислительная сеть
- МТЗ – максимальная токовая защита
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПА – противоаварийная автоматика
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РУ – распределительное устройство
- СТМ – система телемеханики
- ТИ – телеизмерения
- ТН – трансформатор напряжения
- ТО – токовая отсечка
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТС – телесигнализация
- ТТ – трансформатор тока
- ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	4
Введение	8
1 Характеристика района проектирования	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности города Владивосток	10
1.2 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии жилого комплекса «Босфорский парк» в городе Владивосток	11
2 Источники питания и их анализ	12
3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 0,4 кВ	13
3.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий	13
3.2 Расчёт электрических нагрузок общественно – коммунальных потребителей	16
4 Проектирование системы низковольтного внутреннего электроснабжения	20
4.1 Определение месторасположения ТП	20
4.2 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	22
4.4 Выбор и проверка сечений линий распределительной сети 0.4 кВ	25
4.5 Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,4 кВ	28
4.6 Компенсация реактивной мощности у потребителей	30
5 Проектирование системы высоковольтного внутреннего электроснабжения	31
5.1 Выбор трансформаторов	31
5.2 Определение потерь мощности в трансформаторах	32
5.3 Выбор схемы и конструкции трансформаторных подстанций	34
5.4 Расчёт электрических нагрузок на стороне 6 кВ	36
6 Выбор схемы конфигурации сети	37
6.1 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 6 кВ	38
6.3 Проверка выбранных сечений на потерю напряжения	41
6.4 Выбор оптимального варианта проектирование электрической сети	42

7	Реконструкция ПС Чайка	45
7.1	Компенсация реактивной мощности	45
7.2	Выбор трансформаторов на ПС Чайка	45
8	Расчёт токов короткого замыкания	47
8.1	Расчёт токов КЗ в сети 110, 35 и 6 кВ	47
8.2	Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	53
8.3	Результаты расчёта токов короткого замыкания	57
8.4	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	58
9	Выбор и проверка оборудования на ПС Чайка	60
9.1	Выбор и проверка выключателей	60
9.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	65
9.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	68
9.5	Выбор комплектных распределительных устройств	70
9.6	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63	70
9.7	Выбор трансформатора тока	71
9.8	Выбор трансформатора напряжения	74
9.9	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП	74
9.10	Конструктивное исполнение распределительного устройства 0,4 кВ	76
9.11	Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП	77
10	Молниезащита и заземление ПС Чайка	79
10.1	Заземление ПС Чайка	79
10.2	Защита от прямых ударов молнии	83
10.3	Выбор ограничителей перенапряжения	85
11	Релейная защита и автоматика	88
11.1	Общие принципы построения защит	88
11.2	Защита трансформатора	89
11.3	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	90
11.4	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	91
11.5	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	95
11.6	Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне	

высшего напряжения	96
11.7 Защита от перегрузки	99
11.8 Газовая защита	100
11.9 Защита линий 6 кВ	101
11.10 АПВ (автоматическое повторное включение)	105
11.11 УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)	106
11.12 АВР (автоматический ввод резерва)	108
12 Безопасность и экологичность проекта	
12.1.1 Техника безопасности при монтажных работах СИП	110
12.1.2 Безопасность при работе на опорах	111
12.2 Экологичность	113
12.3 Чрезвычайные ситуации	115
Заключение	121
Библиографический список	122

ВВЕДЕНИЕ

Предоставление надежного и качественного электроснабжения потребителям является приоритетной задачей электроснабжающих организаций. Система электроснабжения должна обеспечивать:

- уровень надежности электроснабжения, согласованный с потребителем;
- нормированное качество электрической энергии;
- гибкость к растущим электрическим нагрузкам;
- адекватные реалиям средства автоматизации и систем учета электрической энергии, а также технологического обслуживания;
- электрическую и экологическую безопасность.

Основным признаком эффективности городской системы электроснабжения является ее динамичное развитие и расширение за счет ввода в работу новых объектов и реконструкции уже существующих на более современные.

Город постепенно развивается, электрические нагрузки - постоянно меняющаяся величина: подключаются новые потребители, постепенно растет нагрузка на вводе в дома, так как увеличивается насыщение бытовыми приборами. Если электрическая нагрузка увеличивается, то пропускная способность электрических сетей становится недостаточной и появляется необходимость в их проектировании.

Основной целью выпускной квалификационной работы является проектирование внутреннего электроснабжения жилого комплекса «Босфорский парк», для электроснабжения потребителей.

Для выполнение постановленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- расчет внутреннего электроснабжения жилого комплекса «Босфорский парк»;
- разработка оптимальных вариантов подключение жилого комплекса «Босфорский парк» к существующей электрической сети,

- технико-экономический анализ двух вариантов и выбор оптимального варианта электроснабжения жилого комплекса «Босфорский парк»;
- расчет токов короткого замыкания на шинах выбранной ПС, на шинах 6 и 0,4 кВ;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования;
- расчет показателей надежности системы электроснабжения;
- определение параметров заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на выбранной ПС.

Помимо вышесказанного, необходимо рассмотреть вопросы, связанные с безопасностью и экологичностью проекта.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности города Владивосток

Владивосток - город и порт на Дальнем Востоке России; политический, культурный, научно-образовательный и экономический центр региона; административный центр Приморского края и Владивостокского городского округа. Расположен на полуострове Муравьёва-Амурского и островах в заливе Петра Великого Японского моря.

Конечный пункт Транссибирской магистрали. Один из крупнейших морских портов Дальневосточного бассейна. Главная база Тихоокеанского флота. Крупнейший научно-образовательный центр дальневосточного региона, включающий Дальневосточный федеральный университет и Дальневосточное отделение РАН.

Климат Владивостока умеренный муссонный. Для него характерна чётко выраженная контрастная смена сезонных воздушных масс. Вместе с тем, климатические условия города являются одними из самых благоприятных на Дальнем Востоке России

Календарное лето во Владивостоке делится на два чётко разделённых периода. Первая половина характеризуется прохладной и пасмурной погодой, с морозящими дождями и туманами. Вторая половина отличается тёплой погодой с преобладающими юго-восточными ветрами при средней скорости 5,3—5,8 м/с. В летний период характерны тайфуны с ливневыми дождями, когда скорости ветра вырастают в 5—8 раз, до 20—35 м/с. Влажность воздуха достигает максимальных отметок в 87—91 %. Климатическое лето продолжается с конца июня до конца сентября.

Отличительной чертой грунтов во Владивостоке, это часто наблюдаемая слоёная структура и грунтов и скальных пород грунта. Преобладает: Каменистый грунт, скальный, открытый песчаный.

Таблица 1 – Климатическая характеристика города Владивосток

Климатическая зона	II
Среднегодовая температура, °С	4
Абсолютный минимум, °С	-30
Абсолютный максимум, °С	33,6
Район по ветровому давлению	IV
Район по толщине стенки гололеда	IV
Число грозных часов в год	20
Нормативная глубина промерзания грунта, м	1,41
Удельное сопротивление грунта $\rho_{изм}$, Ом·м	500

1.2 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии жилого комплекса «Босфорский парк» в городе Владивосток

На территории жилого комплекса планируется подключение коммунально – бытовой нагрузки, к которым относятся девять двадцатичетырёхэтажных многоквартирных домов, четыре многоярусных автостоянки. Так же на территории присутствуют учреждения культурно бытового назначения: один детский садик, одна общеобразовательная школа, детская поликлиника, филиал крупного Российского банка: «Сбербанк», а так же предприятия малого бизнеса в сферах обслуживания коммунальных услуг: торговли это 4 продовольственных магазинов и 3 непродовольственных магазинов, гостиница, аптека, 2 киоска, авторазбор, 20 гаражей и 4 бокса.

Так же присутствуют коммунально хозяйственные предприятия это КНС и водонапорная башня.

В проектируемом жилом комплексе «Босфорский парк» доля потребителей первой и второй категории по надежности составляет 20-30% от общей нагрузки. Частичное или полное погашение систем электроснабжения таких потребителей имеет очень серьезные социально-экономические последствия.

2 ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ И ИХ АНАЛИЗ

Рассматриваемая часть жилого комплекса «Босфорский парк» по географическим признакам ближе всего расположена к ПС Чайка 110/35/6 кВ.

ПС Чайка является проходной подстанцией. Распределительное устройство на 110 кВ выполнено по схеме «Одна секционированная система шин». На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН - 16000 МВА 110/35/6 кВ. Распределительное устройство 35 и 6 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин».

Загрузка трансформаторов Т-1 на ПС Чайка согласно данным зимнего контрольного замера 16.12.2020 г. составляет Т1 - 84% , второй Т2 – 75%.

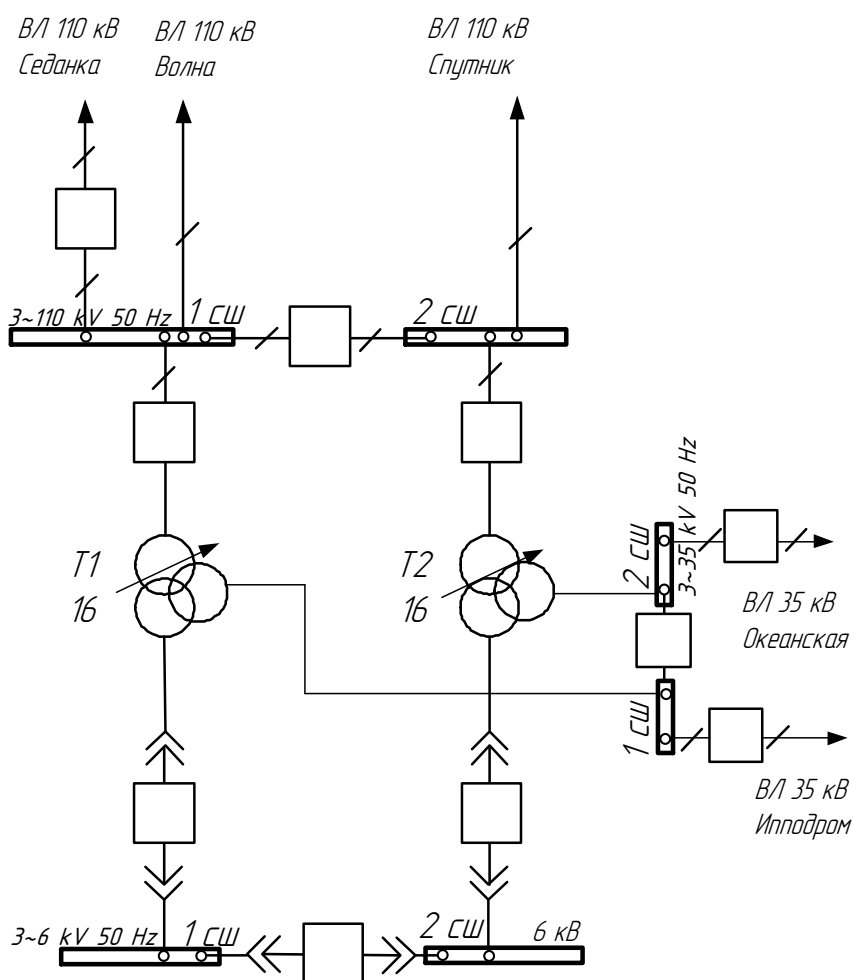


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Чайка

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 0,4 КВ

Важнейшей предпосылкой рационального выбора систем электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов схемы. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов.

Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприёмников могут быть не известны, да и учесть их практически невозможно, поэтому для определения нагрузок пользуются различными методами. Расчёт произведём с помощью метода удельных электрических нагрузок.

3.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий

Для начала расчёта нагрузок необходимо составить экспликацию зданий и сооружений. В экспликации зданий и сооружений рассматриваются здания и объекты, расположенные на территории проектируемого микрорайона. В ней необходимо указывать тип потребителя, количество квартир, мест, посещений, площадь зданий, количество насосов водонапорных башен, и прочие данные по силовой нагрузке. Расчет проводится согласно РД-34-20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей».

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ–0,4 кВ ТП от электроприемников квартир определяется по формуле, кВт:

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

где $P_{\text{кв.уд}}$ – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице с [17], в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха, кВт/квартиру;

n – количество квартир, присоединенных к линии (ТП).

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) определяется по формуле, кВт:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + P_c, \quad (2)$$

где $P_{кв}$ – расчетная нагрузка электроприемников квартир, кВт;

P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

Под расчётной нагрузкой силовых электроприёмников понимают нагрузку лифтовых установок, а также нагрузку электродвигателей санитарно – технических устройств.

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

$$P_c = k'_c \sum_1^n P_{ni}, \quad (3)$$

где k'_c – коэффициент спроса лифтовых установок [24];

n – количество лифтовых установок;

P_{ni} – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Мощность резервных электроприемников, а так же электроприемников противопожарных устройств при расчете нагрузок не учитываются.

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

$$P_{ст.у} = k''_c \sum_1^n P_{cm.y}, \quad (4)$$

где k''_c – коэффициент спроса санитарно-технических устройств ;

n – количество санитарно-технических устройств;

P_{ni} – установленная мощность санитарно-технических устройств, кВт.

Реактивная нагрузка жилых домов определяется с помощью расчётных коэффициентов реактивной мощности.

На основании приведенной экспликации и плана жилой застройки в качестве примера рассмотрим расчет электрической нагрузки для жилых домов, обозначенных на плане №1-9, в качестве примера проводится расчет для одного дома.

Рассмотрим объект на плане под номером 1, жилой дом 24 этажа 438 квартир 2 лифта.

Расчетная нагрузка квартир жилого дома:

$$P_{кв} = P_{уд.кв.} \cdot n = 1,69 \cdot 438 = 740 \text{ кВт}$$

Силовая нагрузка представлена насосами для подкачки воды в многоэтажные дома и лифтами:

Мощность насосов для СЭ 160-70 составляет 37 кВт.

Расчет нагрузки лифта определяется:

$$P_{р.лифт} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n (P_{ПАС} \cdot \sqrt{ПВ} + P_{РЕГ}) \quad (5)$$

$P_{ПАС}$ – паспортная мощность двигателя 25 кВт;

ПВ – продолжительность включения двигателя 0.6;

$P_{РЕГ}$ – мощность регулирующей аппаратуры 1,5 кВт;

$$P_{р.лифт} = 2 \cdot 0,7 \cdot 4 \cdot (25 \cdot \sqrt{0,6} + 1,5) = 116,8 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников приведенная к вводу жилого дома:

$$P_C = 116,8 + 37 = 153,84 \text{ кВт.}$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников):

$$P_{p.жил.дом} = 740 + 0,9 \cdot 153,84 = 878,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.жил.дом} = P_{p.жил.дом} \cdot \operatorname{tg} \varphi;$$

$$Q_{p.жил.дом} = 878,5 \cdot 0,2 = 175,7 \text{ кВар};$$

$$S_{p.жил.дом} = \sqrt{P_{p.жил.дом}^2 + Q_{p.жил.дом}^2}; \quad (6)$$

$$S_{p.жил.дом} = \sqrt{878,5^2 + 175,7^2} = 895,9 \text{ кВА}.$$

Рассчитаем ток:

$$I_{p.жил.дом} = \frac{S_{p.жил.дом}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}}; \quad (7)$$

$$I_{p.жил.дом} = \frac{895,9}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1293 \text{ А}.$$

3.2 Расчёт электрических нагрузок общественно – коммунальных потребителей

При определении электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей последние условно могут быть разбиты на две группы: в первую группу относятся учреждения культурно бытового назначения (просвещение, здравоохранение, торговля, общественное питание, связь), во вторую группу – коммунально-хозяйственные предприятия (котельные, водопровод, канализация).

Расчёт электрической нагрузки общественно – коммунального потребителя приведем на примере садика. Определение данных нагрузок производится с использованием укрупненных удельных нагрузок.

$$P_p = P_{уд} \cdot n, \quad (8)$$

где $P_{уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников сада, кВт/чел;

n – количество человек.

Таким образом, расчетная нагрузка сада равна:

$$P_p = 0,6 \cdot 150 = 90 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}(\phi) = 90 \cdot 0,2 = 18 \text{ кВар};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{90^2 + 18^2} = 91,78 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{91,78}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 132,6 \text{ А.}$$

Аналогично произведем расчет для всех объектов на плане (первый лист графической части выпускной квалификационной работы). План расположения жилого комплекса изображен на рисунке 1.

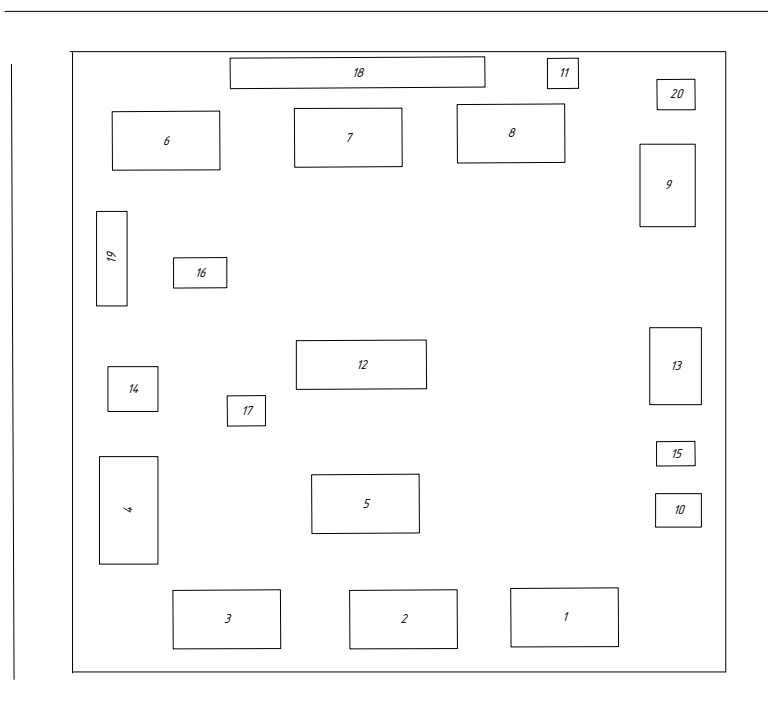


Рисунок 1 – План расположения жилого комплекса

Результаты расчета нагрузок объектов жилого комплекса «Босфорский парк» приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Данные для расчета электрических нагрузок

Наименование (№ на плане)	Удельная нагрузка	n	P, кВт	Q, кВар	tq φ	S (для одного дома), кВА	кол. объектов	S _Σ , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Коммунально – бытовые потребители								
Дома:								
Дом 24 этажа 2 подъезда (№ 1- №9)	1,69 кВт/кварт	438	878,5	175,7	0.2	895,9	9	8063
Учреждения культурно бытового назначения								
Сбербанк (№ 10)	0.054 кВт/м ²	550	29.7	5.94	0.2	30.29	1	30.29
Авторазбор (№ 11)	0.054кВт/м ²	400	21.6	4.32	0.2	22.03	1	22.03
Детский сад (№ 12)	0.6 кВт/ место	150	90	18	0.2	91,78	1	97,78
Детская поликлиника (№ 13)	0.25 кВт/м ²	200	50	10	0.2	50.99	1	50.99
Гостиница (№ 14)	0.87 кВт/м ²	600	32.4	6.48	0.2	33.04	1	33.04
Аптека (№ 15)	0.25 кВт/м ²	75	18.75	3.75	0.2	19.12	1	19.12
Продовольствен ный магазин (№ 16)	0.25 кВт/м ²	240	60	12	0.2	61,2	1	61.2
Непродовольств енный магазин (№ 17)	0.16 кВт/м ²	180	28.8	5.76	0.2	29.4	1	29.4
Боксы (№ 18)	-	1	5.6	1.12	0.2	5.71	4.00	22.84
Гараж (№ 19)	-	1	3	0.6	0.2	3.06	20	61.2
Коммунально хозяйственные предприятия (котельные, водопровод, канализация).								
КНС (№ 20)	-	1	34	25.5	0.75	42.50	1	42.50
Всего:								8533

3.3 Расчёт уличного освещения

Расчётная нагрузка сетей наружного освещения определяется как сумма мощностей осветительных установок с учётом коэффициента спроса равного 1. Мощность устанавливается на основе светотехнических расчётов с учётом характера освещаемой территории, действующих норм освещённости территории, типа и параметров используемых светильников. Для упрощённых расчётов допускается применять метод удельного коэффициента мощности освещения на длину проезжей части.

$$P_{освещ} = P_{уд} \cdot l, \quad (9)$$

где $P_{уд}$ – значение удельной осветительной нагрузки, Вт/м;

l – длина проезжей части, км.

Либо в зависимости от длины периметра освещаемой территории, прилегающей к объекту, формула (4).

$$P_{освещ} = P_{уд} \cdot l_{двор}, \quad (10)$$

где $P_{уд}$ – значение удельной осветительной нагрузки, Вт/м;

l – длина периметра окружающей территории, км.

Для дорог и улиц применяется однорядное расположение светильников.

Ширина всех дорог составляет 8 м, рассчитаем освещение:

$$P_{осв1.} = P_{уд} \cdot l,$$

$$P_{осв1.} = 7 \cdot 275 \cdot 10^{-3} = 3.3 \text{ кВт},$$

$$P_{осв2.} = P_{уд} \cdot l,$$

$$P_{осв2.} = 7 \cdot 230 \cdot 10^{-3} = 1.61 \text{ кВт},$$

$$P_{\Sigma осв3.} = P_{осв1.} + P_{осв2.},$$

$$P_{\Sigma осв.} = 3.3 \cdot 2 + 1.61 \cdot 2 = 9,8 \text{ кВт}.$$

Коэффициент мощности светильников равен 0,78.

$$Q_{\Sigma осв.} = P_{\Sigma осв.} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 9,8 \cdot 0,78 = 7,6 \text{ кВар}.$$

Полная мощность освещения составит:

$$S_{\Sigma осв.} = \sqrt{P_{\Sigma осв.}^2 + Q_{\Sigma осв.}^2} = \sqrt{9,8^2 + 7,6^2} = 12,4 \text{ кВА}.$$

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для проектирования схемы низковольтного электроснабжения необходимо учитывать всех потребителей рассматриваемого района, для этого мы делим потребителей по характерным категориям по надежности, для потребителей первой и второй категории необходимо учитывать дополнительное резервирование. Схема построения системы должна предусматривать возможность его поэтапного сооружения в пределах его расчетного срока проектирования, а так же возможность последующего развития системы за пределами указанного срока без её коренного переустройства.

4.1 Определение месторасположения ТП

Определения местоположения ТП находятся координаты «центра тяжести» расчетных нагрузок.

Как правило, месторасположение ТП обычно тяготеет к наиболее крупным потребителям. Координаты места установки ТП для n потребителей определяются на основе следующих выражений:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (11)$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (12)$$

где S_i – мощность отдельного потребителя электрической энергии (дневной или вечерний максимум);

x_i, y_i – координаты рассматриваемого потребителя в плане населенного пункта в координатной сетке X и Y .

Для ориентировочного определения местоположения ТП по вышеприведенным формулам определим координаты «центра тяжести» расчетных нагрузок для ТП1, результаты сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Исходные данные для определения координат ТП 1

№ объекта	X	Y	ТП	S _д , кВА	S·x	S·y
2	130.43	136.19	2.00	17.39	226.26	236.46
10	151.16	86.31	2.00	1.59	240.74	137.46
8	178.79	108.90	2.00	1.59	284.74	173.44
Итого:				20,57	2792	2678

Координаты места установки ТП 1 на плане равны:

$$X = 2678/20,57 = 130,18 \text{ мм,}$$

$$Y = 2792/20,57 = 135,7 \text{ мм}$$

Расположение трансформаторов на плане покажем на рисунке 2.

Остальные расчеты для ТП №2-№7 выполняются аналогично ТП №1, в итоге мы получили координаты:

$$\text{ТП №2 } X = 138,9 \text{ мм; } Y = 140,2 \text{ мм;}$$

$$\text{ТП №3 } X = 124,6 \text{ мм; } Y = 139,6 \text{ мм;}$$

$$\text{ТП №4 } X = 116,8 \text{ мм; } Y = 120,8 \text{ мм;}$$

$$\text{ТП №5 } X = 119,3 \text{ мм; } Y = 124,6 \text{ мм;}$$

$$\text{ТП №6 } X = 124,6 \text{ мм; } Y = 129,3 \text{ мм;}$$

$$\text{ТП №7 } X = 132,6 \text{ мм; } Y = 137,9 \text{ мм.}$$

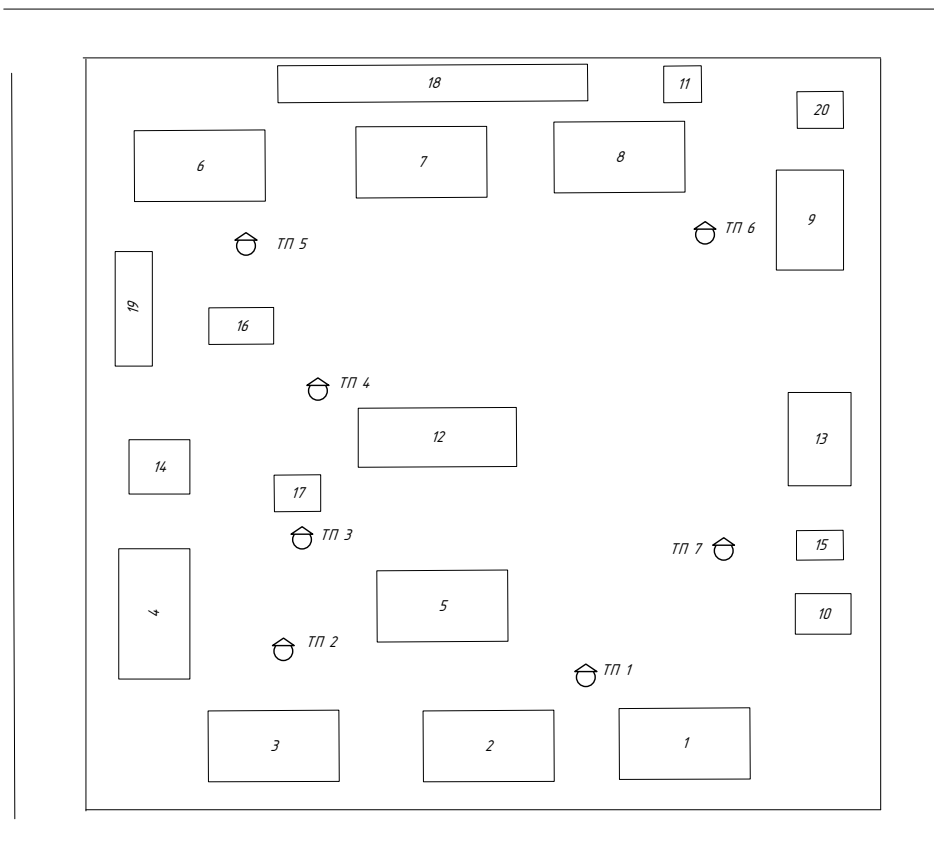


Рисунок 2 – Месторасположение ТП

4.2 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

К распределительной сети предъявляются следующие основные требования. Сеть, прежде всего, должна обеспечивать установленный уровень надежности электроснабжения потребителей. Стоимость сооружения сети, как и последующие ежегодные затраты на ее эксплуатацию, должны находиться в оптимальных пределах. Во всех режимах работы сети должно обеспечиваться требуемое качество электрической энергии, имея в виду установленные уровни напряжений у потребителей.

Потребители электроэнергии рассматриваемого жилого комплекса «Босфорский парк» представлены переменным током частотой 50 Гц напряжением 220 В, а так же переменным током частотой 50 Гц напряжением 380 В. Для питания этих потребителей предусматривается на вводе трансформаторного объекта ВРУ.

Распределительные сети до 1000 В должны выполняться трёхфазными четырёхпроводными с глухим заземлением нейтрали на напряжение 380/220 В.

Как показывают многочисленные расчёты это напряжение является наиболее экономичным для жилых зданий и сооружений. Допускается применять трехпроводные кабели, т.к. заземление всегда можно сделать на месте. А в случае повреждения нулевого провода придётся заменять весь кабель. Поэтому трёхпроводными кабелями будем подключать многоквартирные жилые дома, или объекты обслуживания населения. Схема должна строиться таким образом, чтобы являлась наиболее экономичной и удобной в эксплуатации. Поврежденный участок должен легко обнаруживаться и быстро заменяться, при этом должно отключаться как можно меньше потребителей. В нашем случае рассмотрены варианты схемы сети 0.4 кВ: петлевая и лучевая.

Секции шин в нормальном режиме работают отдельно, в случае двухтрансформаторных ТП, а в случае аварии нагрузка переходит на секцию, оставшуюся в работе. Схемы питающих сетей будем выполнять с помощью кабельных линий.

4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ

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

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами.

$$P_{p.д} = k_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{Di}, \quad (13)$$

$$P_{p.B} = k_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{Bi}, \quad (14)$$

где P_{Di}, P_{Bi} – расчётные дневная и вечерняя нагрузки i -го потребителя, i -го участка линии, или i -й подстанции, кВт;

k_o – коэффициент одновременности, [17];

P_{pD}, P_{pB} – расчётные дневная и вечерняя нагрузки группы потребителей на участке линии или шинах подстанции, кВт.

Реактивная нагрузка группы потребителей определяется аналогично по формулам (7), (8):

$$Q_{p.D} = k_o \cdot \sum_{i=1}^n Q_{Di}, \quad (15)$$

$$Q_{p.B} = k_o \cdot \sum_{i=1}^n Q_{Bi}, \quad (16)$$

где Q_{Di}, Q_{Bi} – расчётные реактивные дневная и вечерняя нагрузки i -го потребителя, i -го участка линии, или i -й подстанции, квар;

Q_{pD}, Q_{pB} – расчётные реактивные дневная и вечерняя нагрузки группы потребителей на участке линии или шинах подстанции, кВар.

В случае разнородности электрических нагрузок (жилые дома и производственные объекты), или если нагрузки на вводах этих потребителей различаются более чем в 4 раза, то суммирование необходимо проводить с помощью данных [17]. Рассчитаем нагрузки разработанной схемы, рассмотрим на примере ТП 7. От первого фидера питаются объекты детская поликлиника, аптека и сбербанк.

$$P_{p1} = P_{сбер} + P_{аптека} + P_{полик} \cdot k_o = 29,7 + 18,75 + 51 \cdot 0,9 = 94,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{p1} = Q_{сбер} + Q_{аптека} + Q_{полик} \cdot k_o = 5,94 + 3,75 + 10 \cdot 0,9 = 18,69 \text{ кВар}.$$

Аналогично расчёт производится для каждой ТП и каждого отходящего фидера. В зависимости от количества промышленных потребителей,

коэффициент одновременности будет меняться. Результаты для всех трансформаторных подстанций и подключенных к ним отходящих линий представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчётные нагрузки на отходящих фидерах 0,4 кВ

№ ТП	№ фидера	P_{D2} , кВт	Q_{D2} , квар	S_{D2} , кВА
1	1	878,5	175,7	895,9
	2	878,5	175,7	895,9
2	1	878,5	175,7	895,9
	2	878,5	175,7	895,9
3	1	878,5	175,7	895,9
	2	61,2	12,24	62,4
4	1	90	18	91,78
	2	63	12,6	64,25
5	1	878,5	175,7	895,9
	2	884,1	176,82	901,6
6	1	912,5	201,2	934,4
	2	900,1	180,02	917,9
7	1	94,4	18,69	96,2
	2	50	10	50,99

4.4 Выбор и проверка сечений линий распределительной сети 0.4 кВ

Произведем расчет сечений распределительной сети 0,4 кВ. В нормальном режиме петлевая схема работает в разомкнутом режиме. Точки размыкания петель будем выбирать исходя из наиболее равномерного распределение нагрузки по трансформаторам двухтрансформаторной ТП. Следует учитывать возможность питания всех потребителей петли от одного трансформатора в утяжеленном или послеаварийном режимах. Поэтому выбор кабелей будем производить по длительно допустимому току, а проверку с учетом перегрузочной способности кабелей, умножая длительно допустимый ток кабеля на коэффициент $K_1 = 1,3$ при загрузке кабеля в нормальном режиме на 80% и более, $K_2 = 1,35$ при загрузке менее 80%.

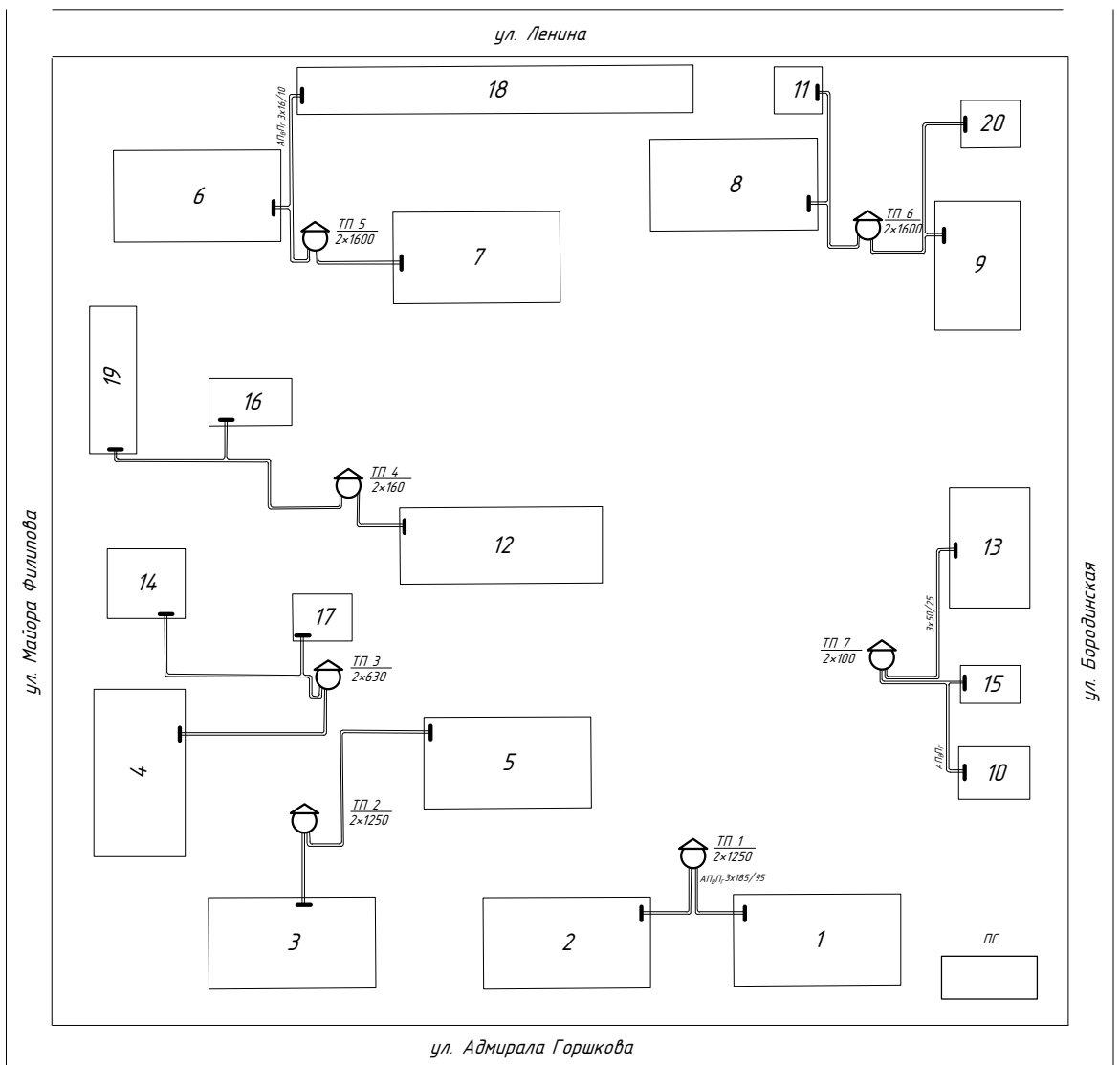


Рисунок 3 – План внутреннего низковольтного электроснабжения жилого комплекса «Босфорский парк»

Ток кабеля в нормальном режиме определим по формуле:

$$I_p = \frac{S_{\Sigma}}{(\sqrt{3} \cdot U_{НОМ})} \quad (17)$$

где S_{Σ} – суммарная полная нагрузка объектов, питающихся от рассматриваемого кабеля, кВА.

Далее выбираем ближайшее сечение кабеля по полученному току. Так как длительно допустимые токи зависят от температуры окружающей среды

и совместного прокладывания кабелей, то пересчитаем длительно допустимый ток для выбранного кабеля по формуле:

$$I'_{дон} = I_{дон} \cdot K_{cp} \cdot K_{c.n} \quad (18)$$

где K_{cp} – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды [5],

$K_{c.n}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой однослойной или многослойной прокладке кабелей [5].

Кабель принимается к установке, если выполняется условие:

$$I'_{дон} \geq I_p \quad (19)$$

Далее производим проверку кабеля по току в послеаварийном режиме по условию:

$$I'_{дон} \cdot (1,3-1,35) \geq I_{p.n.av.} \quad (20)$$

где $I_{p.n.av.}$ – ток в послеаварийном режиме, А.

Приведем пример расчета сечения кабеля для головного участка ТП7–15.

Ток кабеля в нормальном режиме:

$$I_p = \frac{96,2}{(\sqrt{3} \cdot 0,4)} = 138,9 \text{ А.}$$

Выбираем сечение кабеля 70 мм² с длительно допустимым током 200 А.

$$I'_{дон} = 200 \cdot 1,35 = 270 \text{ А;}$$

$$270 > 138,9 \text{ А.}$$

Аналогично рассчитаем сечения кабелей на остальных участках. Результаты расчета для остальных участков и выбранные сечения сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор сечений кабелей 0,4 кВ.

Участок линии	I_p , А	$I'_{дон}$, А	$I'_{дон} \cdot (1,3-1,35)$, А	Сечение, мм ²	Марка
1	2	3	4	6	7
ТП1-1	431	450	585	185	АПВПГ
ТП1-2	431	450	585	185	АПВПГ
ТП2-5	431	450	585	185	АПВПГ
ТП2-3	431	450	585	185	АПВПГ
ТП3-4	431	450	585	185	АПВПГ
ТП3-17	90,1	115	155,25	50	АПВПГ
17-14	47,6	115	155,25	50	АПВПГ
ТП4-12	132,5	200	270	70	АПВПГ
ТП4-16	92,7	115	155,25	50	АПВПГ
16-19	5	50	65	16	АПВПГ
ТП5-7	431	450	585	185	АПВПГ
ТП5-6	441,6	450	585	185	АПВПГ
6-18	8,2	50	65	16	АПВПГ
ТП6-9	431	450	585	185	АПВПГ
9-20	61,3	115	155,25	50	АПВПГ
ТП6-8	434,5	450	585	185	АПВПГ
8-11	31,8	50	65	16	АПВПГ
ТП7-15	138,9	200	270	70	АПВПГ
15-10	43,7	115	155,25	50	АПВПГ
ТП7-13	73,6	115	155,25	50	АПВПГ

4.5 Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,4 кВ

Потери электроэнергии в элементах сети определяются по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot R_0 \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (21)$$

где I_p – рабочий ток элемента, А;

R_0 – погонное активное сопротивление элемента Ом/км.

L – длина участка, км.

Потери энергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (22)$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определим по выражению:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (23)$$

T_m – число часов использования максимальной нагрузки, час [24].

Приведем пример для расчета потерь мощности на участке линии ТП7–

15:

$$\Delta P = 3 \cdot 96,2^2 \cdot 0,443 \cdot 160 \cdot 10^{-6} = 6,521 \text{ кВт.}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч.}$$

$$\Delta W = 6,521 \cdot 5028 = 18820 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Потери энергии на остальных участках сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчет потерь мощности и энергии в сетях 0,4 кВ.

Участок сети	I_p , А	r , Ом/км	L , км	ΔP , кВт	t , ч	ΔW , кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
ТП1-1	431	0,443	0,160	6,521	2886	18820
ТП1-2	431	0,89	0,130	4,272	2886	12330
ТП2-5	431	0,4	0,230	5,989	2886	17290
ТП2-3	431	0,4	0,200	9,056	2886	26140
ТП3-4	431	0,89	0,200	9,056	2886	26140
ТП3-17	90.1	0,443	0,200	5,959	2886	17200
17-14	47.6	0,4	0,200	6,214	2886	17940
ТП4-12	132,5	0,89	0,250	9,294	2886	26820
ТП4-16	92.7	0,89	0.240	3,465	2886	10000
16-19	5	0,443	0,120	10,357	2886	29890
ТП5-7	431	0,6	0,240	10,36	2886	29900
ТП5-6	441,6	0,6	0,250	10,1	2886	29150
6-18	8,2	0,89	0,250	10,2	2886	29440

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
ТП6-9	431	0,89	0,200	10,72	2886	30940
9-20	61,3	0,443	0,300	5,827	2886	16820
ТП6-8	434,5	0,258	0,300	10,145	2886	29280
8-11	31,8	0,6	0,200	6,49	2886	18730
ТП7-15	138,9	0,45	0,350	8,98	2886	20,362
15-10	43,7	0,87	0,450	10,32	2886	28142
ТП7-13	73,6	0,5	0,200	6,54	2886	18450

4.6 Компенсация реактивной мощности у потребителей

Компенсация реактивной мощности направлена в основном на экономию (уменьшению потерь) при эксплуатации распределительных сетей и одновременно на улучшение качества напряжения.

Как видно из приведенной выше таблицы коэффициент реактивной мощности объектов не превышает значения нормируемого в приказе Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380 (для электрической сети 0,4 кВ $\text{tg}(\varphi)=0,35$), за исключением насосных станций, где $\text{tg}(\varphi)=0,75$.

Для местных и центральных насосных, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, компенсация реактивной нагрузки, как правило, не требуется, если в нормальном режиме работы расчетная мощность компенсирующего устройства на каждом рабочем вводе не превышает 50 кВар.

Мощность компенсирующего устройства для КНС (канализационная насосная станция) равна:

$$Q_{\text{КУ}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_{\text{пред}} = 34 \cdot 0,75 - 0,35 = 13,6 \text{ кВар} \quad (24)$$

Мощность компенсирующих устройств для КНС меньше 50 кВар, поэтому компенсация реактивной нагрузки не требуется.

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Выбор трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на ТП рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Количество силовых трансформаторов планируемых к установке в первую очередь определяется категорией потребителей по надёжности электроснабжения.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (25)$$

где P_p – расчётная активная мощность нагрузки, кВт;

$Q_{неск}$ – расчётная некомпенсированная реактивная мощность, квар;

n – число трансформаторов;

k_3 – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Для двухтрансформаторных подстанций возьмём коэффициент загрузки равный 0,7, а для однострансформаторных – 0,85.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной [7].

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (26)$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (27)$$

Нормальным коэффициентом загрузки в нормальном режиме считают коэффициент более 0,5, в послеаварийном не более 1,4.

Рассмотрим выбор силового трансформатора на примере ТП №1:

$$S_T = \frac{\sqrt{P_{p1}^2 + Q_{неск1}^2}}{n \cdot k_3} = \frac{\sqrt{1757^2 + 351^2}}{2 \cdot 0,7} = 1180 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора типа ТМГ мощностью 1250 кВА [22].

Проверим правильность выбора с помощью коэффициентов загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{p1}^2 + Q_{неск1}^2}}{2 \cdot S_{mp}} = \frac{\sqrt{1757^2 + 351^2}}{2 \cdot 1250} = 0,56,$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{p2.6}^2 + Q_{неск2.6}^2}}{(2-1) \cdot S_{mp}} = \frac{\sqrt{1757^2 + 351^2}}{1250} = 1,12.$$

Трансформаторы загружены оптимально.

Сведём результаты расчёта в таблицу 7.

Таблица 7 – Данные по силовым трансформаторам

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	Трансформаторы	Коэффициент загрузки, $k_{нор}/k_{па}$
1	1180	2xТМГ-1250	0,56/1,12
2	1180	2xТМГ-1250	0,56/1,12
3	610	2xТМГ-630	0,585/1,17
4	110	2xТМГ-160	0,5/0,99
5	1280	2xТМГ-1600	0,56/1,124
6	1320	2xТМГ-1600	0,58/1,16
7	980	2xТМГ-100	0,68/1,22

5.2 Определение потерь мощности в трансформаторах

Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления

обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Для расчёта необходимо определить следующие параметры трансформаторов:

$$R_{mp} = \frac{P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \quad (28)$$

$$X_{mp} = \frac{u_k \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} \quad (29)$$

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{ном}}{100} \quad (30)$$

Найдём активное и индуктивное сопротивления трансформаторов, а также потери холостого хода на примере ТП №3.

$$R_{mp630} = \frac{P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{2,9 \cdot 6^2 \cdot 10^3}{630^2} = 4,64 \text{ Ом},$$

$$X_{mp} = \frac{u_k \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{4,5 \cdot 6^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 630} = 18 \text{ Ом},$$

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{ном}}{100} = \frac{2,3 \cdot 630}{100} = 5,75 \text{ кВар}.$$

Рассчитаем потери холостого хода по следующей формуле:

$$\Delta S_{xx} = (P_{xx} + jQ_{xx}) \quad (31)$$

Тогда потери холостого хода составят:

$$\Delta S_{xx630} = (P_{xx} + jQ_{xx}) = 0,75 + j5,75 \text{ кВА}$$

Потери в трансформаторе можно найти по формуле (25):

$$\Delta S_{mp} = \frac{|S_{наз}|^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{mp} + \Delta S_{xx} \quad (32)$$

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП № 3.

$$\Delta S_{mp.мн3} = \frac{|179,9|^2}{6^2} \cdot (4,64 + j18) \cdot 10^{-3} + (0,75 + j5,75) \cdot 10^{-3} = 1,5 + j5,8 \text{ кВА}$$

В случае если на ТП установлены два силовых трансформатора, то общее сопротивление делится на два, а потери холостого хода удваиваются.

Нагрузка на шинах высшего напряжения составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах, формула (26).

$$S_{mp.ВН} = \sqrt{(P_{mn} + \Delta P_{mp})^2 + (Q_{mn} + \Delta Q_{mp})^2} \quad (33)$$

$$S_{mp.ВН1} = \sqrt{(939,7 + 1,5)^2 + (187,94 + 5,8)^2} = 968,3 \text{ кВА}$$

Аналогичный расчёт производится для каждой ТП и определяется мощность ТП с учетом потерь.

Сведём данные расчёта в таблицу 8.

Таблица 8 – Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

Номер подстанции	ΔP , кВт	ΔQ , квар	СтпВН, кВА
1	22,5	104,9	1832,1
2	22,5	104,9	1832,1
3	1,5	5,8	968,3
4	1,059	2,487	159,23
5	23,5	105,4	1898,3
6	25,6	107,4	1920,4
7	4,92	8,84	156,2

5.3 Выбор схемы и конструкции трансформаторных подстанций

Наиболее приемлемой является подстанции типа КТПН. Подстанции киоскового типа полностью комплектуются на заводах, а на месте установок они просто монтируются.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домов используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ. Пример схемы ТП представлен на рисунке 3:

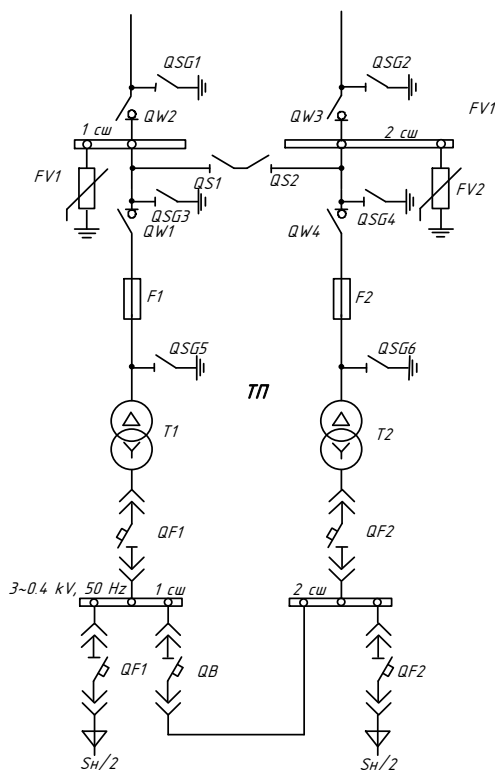


Рисунок 3 – Принципиальная схема ТП 6 кВ с 2-мя трансформаторами

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

КТП имеют наружное исполнение, т.е. выполняются отдельностоящими одноэтажными зданиями. Силовые трансформаторы и щит 0,38 кВ располагаются в отдельных помещениях. Распределительный щит одностороннего обслуживания комплектуется из панелей серии ЩО-70.В ТП может быть установлена панель уличного освещения. Подстанция представляет собой стальной сварной корпус с тремя отсеками: для аппаратуры 6-10 кВ, силового трансформатора и распределительного щита 0,38 кВ.

В КТП на стороне высокого напряжения силовой трансформатор присоединяется к линии через разъединитель и предохранители. В схеме КТП проходящего типа в цепях линий предусматриваются: разъединитель в линии основного питания и выключатель нагрузки в линии резервного питания. Линии 0,4 кВ присоединяются к сборным шинам через автоматические выключатели. В схеме предусматриваются: защита от однофазных коротких замыканий на нулевой провод, защита от неполнофазных режимов, автоматическое управление уличным освещением. Все оборудование подстанции размещается внутри помещений, в отсеках силового трансформатора РУ 10 и 0,4 кВ. Выводы линий 10 и 0,4 кВ выполняются воздушными и кабельными. КТП оборудуются соответствующими блокировками, обеспечивающими безопасное обслуживание. В КТП данной конструкции возможна замена оборудования на оборудование другой мощности, типа и других заводов-изготовителей без каких-либо переустройств ТП.

Однолинейная схема жилого комплекса «Босфорский парк» фидеров 6 кВ приведена на 3 листе графической части выпускной квалификационной работы.

5.4 Расчёт электрических нагрузок на стороне 6 кВ

Для расчёта электрической нагрузки на стороне 6 кВ необходимо брать мощность, приведённую к стороне 6 кВ, т.е. с учётом потерь в трансформаторах, которые были рассчитаны в предыдущем пункте. Расчёт был рассмотрен в предыдущем пункте и данные расчёта приведены вместе с потерями в таблице 8.

6 ВЫБОР СХЕМЫ КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

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

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

Рассмотрим два варианта конфигурации электрической сети.

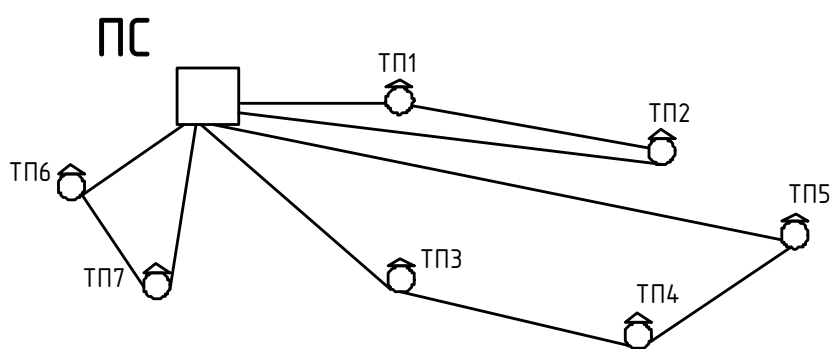


Рисунок 4 – Первый вариант конфигурации сети

Первый вариант конфигурации электрической сети предусматривает надежное электроснабжение потребителей II категории. При такой схеме все ТП имеют возможность получать электроэнергию с двух сторон. При этом потребители III категории надежности будут обесточены в только в случае повреждения ВЛ непосредственно на отпайке возле ТП.

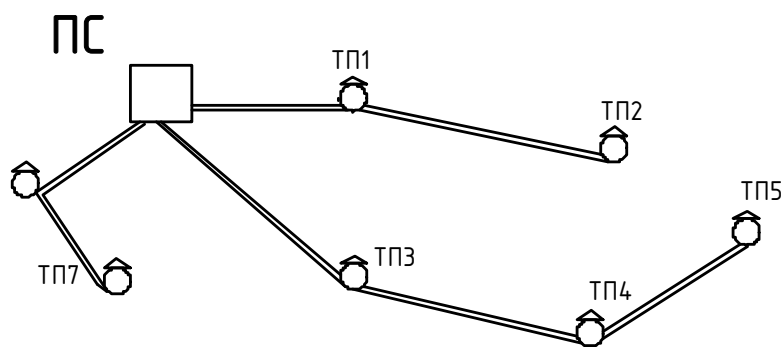


Рисунок 5 – Второй вариант конфигурации сети

Во втором варианте конфигурации электрической сети рассматривается применение двухлучевой схемы электроснабжения потребителей II категории надежности.

Варианты конфигурации сети жилого комплекса «Босфорский парк» приведены на 2 листе графической части выпускной квалификационной работы.

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

6.1 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 6 кВ

Расчётные электрические нагрузки городских сетей определяются умножением суммы расчётных нагрузок трансформаторных подстанций на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов нагрузки. Расчётные нагрузки на шинах 6 кВ распределительного пункта определяются с учётом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленного предприятия. Так как на территории проектируемого район нет промышленных потребителей, то этот аспект учитывать не будем.

Коэффициент одновременности выбирается из таблиц расположенных в РД, а расчёт нагрузки осуществляется по следующей формуле.

$$P_{p10кв} = k_o \cdot \sum_{i=1}^n P \quad (34)$$

$$Q_{p10кв} = k_o \cdot \sum_{i=1}^n Q \quad (35)$$

Нагрузка для трех фидеров составляет:

$$S_1 = k_o \cdot \left(\frac{S_{III1.BH}}{2} + \frac{S_{III2.BH}}{2} \right);$$

$$S_2 = k_o \cdot \left(\frac{S_{III3.BH}}{2} + \frac{S_{III4.BH}}{2} + \frac{S_{III5.BH}}{2} \right);$$

$$S_3 = k_o \cdot \left(\frac{S_{III4.BH}}{2} + \frac{S_{III5.BH}}{2} \right);$$

$$S_1 = 0.85 \cdot \left(\frac{1832,1}{2} + \frac{1832,1}{2} \right) = 1557 \text{ кВА};$$

$$S_2 = 0.85 \cdot \left(\frac{968,3}{2} + \frac{159,23}{2} + \frac{1898,3}{2} \right) = 1286 \text{ кВА};$$

$$S_3 = 0.85 \cdot \left(\frac{1920,4}{2} + \frac{156,2}{2} \right) = 882,6 \text{ кВА}.$$

6.2 Выбор сечений распределительных линий 6 кВ

Рассмотрим выбор сечения линии для первого варианта проектирование электрической сети.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (36)$$

где S_p – полная мощность линии, кВА;

U_H – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность, протекающая по линии определяется суммированием активных и реактивных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии. Так как у нас от ПС Чайка отходит три фидера, приведем пример на Ф-1.

$$S_{p.\Sigma \phi 1} = S_{ТП1} + S_{ТП2} = 1832,1 + 1832,1 = 3664 \text{ кВА}; \quad (37)$$

$$I_p = \frac{3664}{6 \cdot \sqrt{3}} = 352 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.доп} \geq I_p, \quad (38)$$

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

Выбираем кабель ААБл сечением 95 мм² с длительно допустимым током $I_{дл.доп} = 370 \text{ А}$.

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Выбранные марки и сечения распределительных линий 6 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	I _{доп} , А	I _p , А
фидер 1							
ПС	1	0,9	95	0,363	0,284	370	352
1	2	1,13	50	0,72	0,299	245	176,8
фидер 2							
ПС	3	0,925	95	0,363	0,284	370	291,9
3	4	1,125	50	0,72	0,299	245	198,5
4	5	1,213	50	0,72	0,299	245	183,5
Фидер 3							
ПС	6	0,83	50	0,72	0,299	245	198,8
6	7	1,36	50	0,72	0,299	245	15,3

В таблице 10 приведена сравнительная характеристика вариантов по длине и сечениям проводов.

Таблица 10 - Длины и сечения вариантов проектирование

Сечение, мм ²	l, км
1 Вариант	
Суммарная длина сечением 95,50	7,48
2 Вариант	
Суммарная длина сечением 95,50	10,13

6.3 Проверка выбранных сечений на потерю напряжения

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

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sum \frac{I_i \cdot L_i \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (39)$$

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

I_p – расчетный ток протекающий по i - му участку линии (таблица 12);

l – длина i - го участка линии, км.

Для примера определим потерю напряжения 1 варианта для участка ПС-1:

$$\Delta U_{ПС-ТТ1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 212 \cdot 1,43}{6 \cdot 10^3} \cdot (0,72 \cdot 0,98 + 0,299 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0,49\% \quad (40)$$

Определение потерь мощности и энергии в сетях 6 кВ определяется аналогично, как и в сетях 0,4 кВ согласно формуле.

Для рассматриваемого участка потеря электроэнергии равна:

$$W_{ПС-ТТ1} = 0,99 \cdot 3 \cdot (212 \cdot 0,5)^2 \cdot 0,52 \cdot 1,33 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 259 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Результаты расчетов потери напряжения, мощности для других участков 1 варианта приведены в следующей таблице 11.

Таблица 11 – Потери напряжения, мощности ВЛ 6 кВ

№ нач	№ кон	ΔU , %	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч
		фидер 1		
ПС	1	0.29	57.08	259
1	2	0.03	33.05	845
		фидер 2		
ПС	3	1.95	0.07	181
3	4	1.13	0.05	132
4	5	0.01	0.02	58
		фидер 3		
ПС	6	0.11	0.36	919
6	7	0,09	35,69	910

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

6.4 Выбор оптимального варианта проектирование электрической сети

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

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице 12 приведена стоимость проводов ААБл и его монтажа.

Таблица 12 – Стоимость проводов ААБл и его монтажа [22]

Сечение, мм ²	k_0 , тыс. руб./км	Стоимость прокладки ААБл, тыс.руб./км
95, 50	154,26	55

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм ²	l, км	К _{вл} тыс. руб.
1 Вариант		
95,50	7,48	35189,2
2 Вариант		
95,50	10,13	39265,3

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_3 + И_{\Delta W} \quad (41)$$

где $И_a$ – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_3$ – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$И_{\Delta W}$ – затрат на технологический расход электроэнергии.

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

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (42)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для ААБл принимается $T_{сл}=15$ [22].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_3 = \alpha_3 \cdot K \quad (43)$$

где α_3 – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $\alpha_3=0,85\%$ [22].

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$И_{\Delta W} = C_0 \cdot \Delta W \quad (44)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0= 2,1 \frac{коп}{кВт \cdot ч}$ [22]

ΔW – потери электроэнергии в сети.

Таблица 14– Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
I_a , тыс. руб.	552,98	515,73
I_3 , тыс. руб.	70,5	65,76
$I_{\Delta W}$, тыс. руб.	1502,57	1480,13
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	2126,05	2061,62

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

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \cdot K + I \quad (45)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$ [22];

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 0,1 \cdot 35189 + 2126,05 = 5645 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 0,1 \cdot 39265 + 2061,62 = 5988 \text{ тыс. руб.}$$

$$\delta = \frac{5988 - 5645}{5988} \cdot 100\% = 5,7 \%$$

Затраты двух вариантов отличаются более чем на 5%, поэтому выбираем первый вариант петлевую схему сети.

Выбранный вариант приведен на 2 листе графической части выпускной квалификационной работы.

7 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС ЧАЙКА

В связи с увеличением потребления электроэнергии в жилом комплексе «Босфорский парк», необходимо проверить трансформаторы на ПС Чайка.

7.1 Компенсация реактивной мощности

Коэффициент мощности в режиме максимальных нагрузок согласно зимнему контрольному замеру 16.12.2020 г. за 18 часов равен:

$$\operatorname{tg}(\varphi) = \frac{Q_{\max}}{P_{\max}} = \frac{1,14}{2,85} = 0,4 \quad (46)$$

Значение коэффициента мощности на ПС Чайка не превышает значений, нормируемых в приказе Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. о компенсации реактивной мощности ($\operatorname{tg}(\varphi) = 0,4$ для сети напряжением 6 кВ) [13]. Таким образом, установка компенсирующих устройств с точки зрения поддержания экономически обоснованного коэффициента мощности нецелесообразна.

7.2 Выбор трансформаторов на ПС Чайка

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{срси}} + P_{\text{срни}})^2 + (Q_{\text{нескси}} + Q_{\text{нескни}})^2}}{n_m \cdot k_{\text{зонт}}}, \quad (47)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, средней и низкой стороны трансформатора МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной Мощности средней и низкой стороны трансформатора, Мвар;

n_m – число трансформаторов;

$k_{\text{зонт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Так как на ПС установка КУ с целью компенсации реактивной мощности не предполагается то $Q_{\text{неск}}=Q_{\text{ср}}$.

Рассчитаем мощность трансформатора:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{(9,8+17,8)^2 + (3,92+7,11)^2}}{2 \cdot 0,7} = 21,32 \text{ МВА}$$

На ПС установлены трансформаторы мощностью 16 МВА, выбираем трансформаторы большей мощностью ТДТН 25 МВА.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ n/a}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{\text{трасч}}}, \quad (48)$$

В нормальном режиме должно выполняться условие $k_{3 \text{ норм}} = 0,5 - 0,75$

$$k_{3 \text{ n/a}} = \frac{\sqrt{(9,8+17,8)^2 + (3,92+7,11)^2}}{25 \cdot 2} = 0,59$$

В послеаварийном режиме должно выполняться условие $k_{3 \text{ n/a}} \leq 1,4$

$$k_{3 \text{ n/a}} = \frac{\sqrt{(9,8+17,8)^2 + (3,92+7,11)^2}}{25} = 1,19$$

Трансформаторы на ПС Чайка выбраны, верно.

8 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений. Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

8.1 Расчёт токов КЗ в сети 110, 35 и 6 кВ

В нашем случае принимаем за расчётные подстанции ТП № 1, и ТП № 3, ТП №6 питающиеся от подстанции Чайка

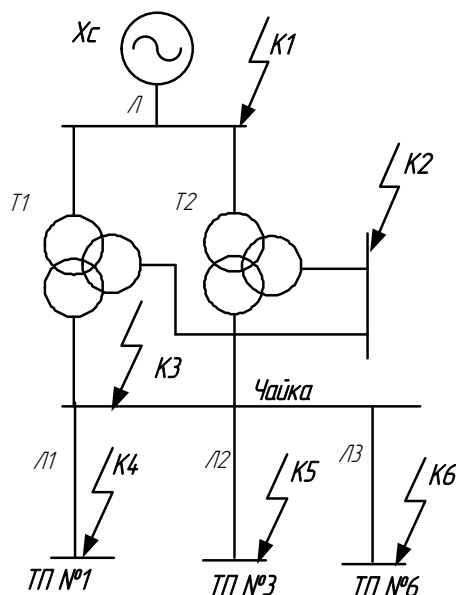


Рисунок 6 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Схема замещения выглядит следующим образом.

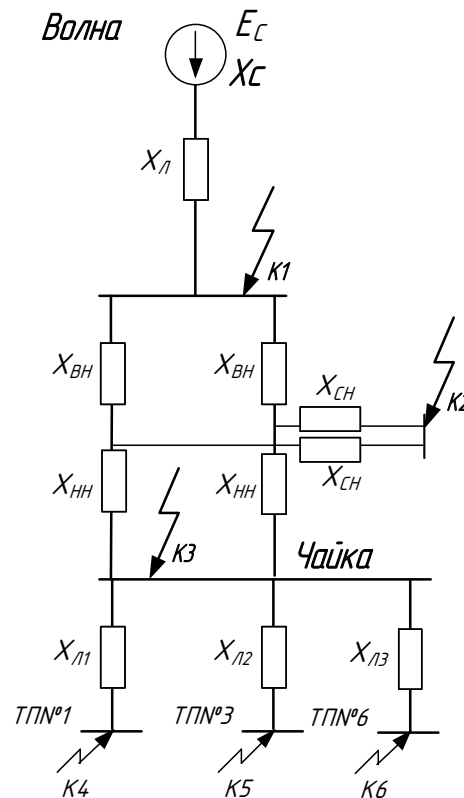


Рисунок 7 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 110, 35 и 6 кВ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=115$ кВ, $U_2=6,3$ кВ

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

Определяем базисные токи:

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}} \quad (49)$$

$$I_{\bar{6}1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{\bar{6}2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,562 \text{ кА}$$

$$I_{\bar{6}3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,2 \text{ кА}$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{II0}^{(3)} \cdot U_{cp. ном}} \quad (50)$$

где $I_{II0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{II0}^{(3)} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 16,2 \cdot 115} = 0,044 \text{ о.е.},$$

где $I_{II0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ.

Параметры питающих линий:

Волна – Чайка:

$L_{л1}=8,04$ км, марка провода АС-240, $x_0=0,405$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (51)$$

$$X_{л} = \frac{1}{2} \cdot 0,405 \cdot 8,04 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,012 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Чайка:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBС} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\%. \quad (52)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBС} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\%. \quad (53)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBС}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (54)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,52 \text{ о.е.} \quad (55)$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,28 \text{ о.е.} \quad (56)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (57)$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_{Л1} = 0,044 + 0,012 = 0,056 \text{ о.е.} \quad (58)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{BH} + X_{CH} = 0,52 + 0 = 0,52 \text{ о.е.} \quad (59)$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{BH} + X_{HH} = \frac{1}{2} \cdot (0,52 + 0,28) = 0,4 \text{ о.е.} \quad (60)$$

Сопротивление воздушных линий по 6 кВ находится по формуле:

$$X_{ли} = x_{y0} \cdot l_i \quad (61)$$

$$X_{Л1} = x_{y0.cun95} \cdot l_1 = 0,284 \cdot 0,9 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,644 \text{ о.е.},$$

$$X_{Л2} = x_{y0.cun95} \cdot l_2 = 0,284 \cdot 0,925 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,662 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л3} = x_{y0.cun50} \cdot l_3 = 0,299 \cdot 0,83 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,625 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем суммарные сопротивления:

$$X_{\Sigma 4} = X_{\Sigma K3} + X_{Л1} = 0,4 + 0,644 = 1,044 \text{ Ом},$$

$$X_{\Sigma 5} = X_{\Sigma K3} + X_{Л2} = 0,4 + 0,662 = 1,062 \text{ Ом},$$

$$X_{\Sigma 6} = X_{\Sigma K3} + X_{Л3} = 0,4 + 0,625 = 1,025 \text{ Ом},$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{пoк1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{1}{0,056} \cdot 0,502 = 8,964 \text{ кА} \quad (62)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{пoк2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{\sigma 2} = \frac{1}{0,52} \cdot 1,562 = 3,004 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{пoк3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 3}} \cdot I_{\sigma 3} = \frac{1}{0,4} \cdot 9,2 = 23 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К4:

$$I_{\text{пoк4}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 4}} \cdot I_{\sigma 3} = \frac{1}{1,044} \cdot 9,164 = 8,81 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К5:

$$I_{\text{пoк5}} = \frac{E}{X_{\Sigma 5}} \cdot I_{\sigma 3} = \frac{1}{1,062} \cdot 9,164 = 8,66 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К6:

$$I_{\text{пoк6}} = \frac{E}{X_{\Sigma 6}} \cdot I_{\sigma 3} = \frac{1}{1,025} \cdot 9,164 = 8,97 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{\text{yд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пo}} \cdot k_{\text{yд}} \quad (63)$$

где $k_{\text{yд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [3, с.110] принимаем среднее значение $k_{уд}=1,935$ для точки К1, для точки К2 $k_{уд}=1,608$, К3, К4, К5, К6 $k_{уд}=1,369$.

Тогда ударные токи будут равны:

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1} \cdot k_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 8,964 = 24,5 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot k_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 3,004 \cdot 1,608 = 6,8 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.3} \cdot k_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 23 \cdot 1,369 = 44,5 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.4} \cdot k_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot 8,81 \cdot 1,369 = 17,06 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.5} \cdot k_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot 8,66 \cdot 1,369 = 16,8 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 6} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.6} \cdot k_{y\partial 6} = \sqrt{2} \cdot 8,97 \cdot 1,369 = 17,37 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0} \tag{64}$$

Тогда токи составят:

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,964 = 7,76 \text{ кА},$$

$$I_{K32}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,004 = 2,602 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23 = 19,9 \text{ кА},$$

$$I_{K34}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.4} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,81 = 7,63 \text{ кА},$$

$$I_{K35}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.5} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,66 = 7,5 \text{ кА},$$

$$I_{K36}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.6} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,97 = 7,77 \text{ кА}.$$

Остальные точки короткого замыкания рассчитываются аналогично. Результаты представлены в таблице 13.

8.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи короткого замыкания определяют на шинах 0,4 кВ рассчитываемой трансформаторной подстанции, и на концах отходящих фидеров. Расчёт будем производить в соответствии с межгосударственным стандартом по расчёту токов короткого замыкания ниже 1 кВ. Токи КЗ рассчитаем на тех же подстанциях, на которых были рассчитаны токи в сети 6 кВ. Схемы с точками короткого замыкания представлены ниже.

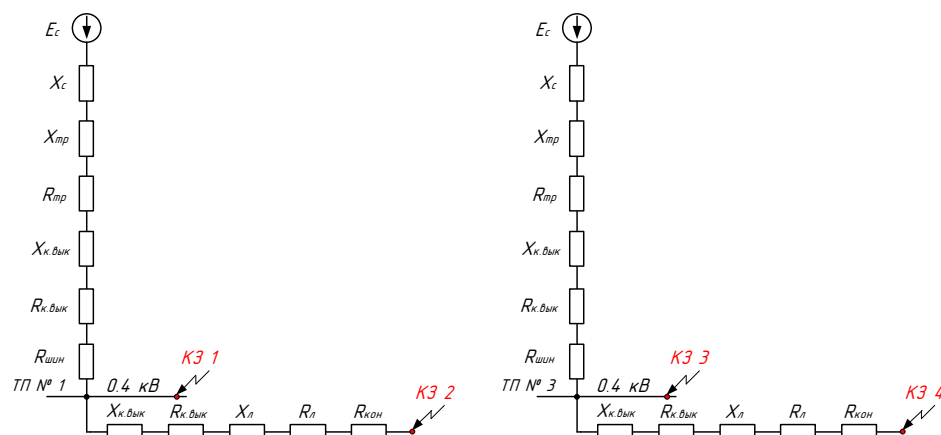


Рисунок 8 – Схемы замещения для расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{П0} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (65)$$

Рассмотрим пример расчёта точек КЗ 1, и КЗ 2. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление кабелей и воздушных линий:

$$x_i(r_i) = x_{y\partial}(r_{y\partial}) \cdot l_i \quad (66)$$

Сопротивление трансформаторов находим по формулам:

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{нн}^2}{S_{ном.т}} \quad (67)$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{нн}^2}{S_{ном.т}^2} \cdot 10^6 \quad (68)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (69)$$

Сопротивление системы найдём по формуле:

$$X_C = \frac{U_{нн}^2}{S_{КЗ}} \cdot 10^{-3} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.сист.}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_{сист}} \right)^2 \quad (70)$$

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.сист.}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_{сист}} \right)^2 = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 1191} \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 \cdot 10^3 = 7,386 \text{ мОм},$$

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{нн}^2}{S_{ном.т}} = \frac{4 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{1250} = 40 \text{ мОм},$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{нн}^2}{S_{ном.т}^2} \cdot 10^6 = \frac{2,3 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{1250^2} = 14,375 \text{ мОм},$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{40^2 - 14,375^2} = 37,328 \text{ мОм}.$$

Сопротивления линий:

$$R_{л} = 80 \cdot 1,1 = 88 \text{ мОм}, \quad X_{л} = 80 \cdot 0,061 = 4,88 \text{ мОм}.$$

В схеме для расчёта короткого замыкания необходимо учесть сопротивление контактов и болтовых соединений, и катушек выключателей.

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1} = R_{mp} + R_{вык1250} + R_{шин} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{mp} + X_{вык1250} = 7,386 + 37,328 + 0,17 = 44,884 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2} = R_{mp} + R_{вык1250} + R_{шин} + R_{вык70} + R_l + R_{конт} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 88 + 0,027 = 106,556 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{mp} + X_{вык1250} + X_{вык70} + X_l = 7,386 + 37,328 + 0,17 + 2 + 4,88 = 51,764 \text{ мОм}.$$

Найдём ток периодической составляющей тока короткого замыкания в двух точках:

$$I_{п0к1} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15,029^2 + 44,884^2}} = 4,879 \text{ кА},$$

$$I_{п0к2} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{2\Sigma}^2 + X_{2\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{106,556^2 + 51,764^2}} = 1,949 \text{ кА}.$$

Ударный ток находится по формуле, и составит:

$$I_{y\delta K1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1} \cdot \kappa_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 4,879 = 8,97 \text{ кА},$$

$$I_{y\delta K2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot \kappa_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,949 = 3,584 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного короткого замыкания рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность, а также изменяется сопротивление некоторых элементов

схемы. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Сопротивления трансформаторов будут такими же, как и сопротивления прямой последовательности.

Ток однофазного короткого замыкания можно найти по следующей формуле:

$$I_{I0} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (71)$$

Сопротивления линий:

$$R_{Л} = 80 \cdot R_{уд.ноль} = 80 \cdot 2,07 = 165,6 \text{ мОм},$$

$$X_{Л} = 80 \cdot X_{уд.ноль} = 80 \cdot 0,298 = 23,84 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 10} = R_{тр} + R_{вык1250} + R_{шин} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 10} = X_{тр} + X_{вык1250} = 37,328 + 0,17 = 37,498 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 20} = R_{тр} + R_{вык1250} + R_{шин} + R_{вык70} + R_{л.о} + R_{конт} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 165,6 + 0,027 = 184,156 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 20} = X_{тр} + X_{вык1250} + X_{вык70} + X_{л.о} = 37,328 + 0,17 + 2 + 23,84 = 63,338 \text{ мОм}.$$

Найдём ток однофазного тока короткого замыкания в двух точках:

$$I_{I0K10} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{1\Sigma 0})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{1\Sigma 0})^2}};$$

$$I_{I0K10} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 15,029 + 15,029)^2 + (2 \cdot 44,884 + 37,498)^2}} = 1,71 \text{ кА},$$

$$I_{I0K20} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{2\Sigma} + R_{2\Sigma o})^2 + (2 \cdot X_{2\Sigma} + X_{2\Sigma o})^2}};$$

$$I_{I0K20} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 106,556 + 184,156)^2 + (2 \cdot 51,764 + 63,338)^2}} = 0,536 \text{ кА}.$$

Ударный ток находится по формуле и составит:

$$I_{y\partial K1o} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1o} \cdot \kappa_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,71 = 3,145 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial K2o} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2o} \cdot \kappa_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 0,536 = 0,985 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов представлены в таблице 13.

8.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Для наглядности сведём результаты расчёта для всех точек при симметричном и несимметричном коротком замыкании в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Симметричное КЗ				Несимметричное КЗ		
	В сети 6 кВ		В сети 0,4 кВ		В сети 6 кВ	В сети 0,4 кВ	
	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{(2)кз}$	$I_{п0}$	$I_{уд}$
К1	8,96	24,5	4,879	8,97	7,76	1,71	3,145
К2	3,004	6,8	1,949	3,584	2,602	0,536	0,985
К3	23	44,5	6,203	11,243	19,9	1,517	5,811
К4	8,81	17,06	5,546	9,518	7,63	0,905	2,48
К5	8,66	16,8	5,866	9,622	7,5	1,397	5,904
К6	8,97	17,37	3,839	6,381	7,77	1,365	5,972

Так как токи трёхфазного короткого замыкания больше чем токи однофазного, то дальнейшую проверку оборудования будем производить по трёхфазному току короткого замыкания.

8.4 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Воздействие тока КЗ учитывают только при выборе сечений линий защищаемых релейной защитой. Линии, защищаемые плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, так как время срабатывания предохранителя мало и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасного значения.

Определяется минимально допустимое сечение проводника по условиям термической стойкости, в инженерных расчётах применяется следующая формула:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C}, \quad (72)$$

где $B_{\text{кз}}$ – тепловой импульс тока КЗ;

C – коэффициент значение, которого зависит от материала проводника.

$$B_{\text{кз.н}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{отк}}, \quad (73)$$

где $t_{\text{отк}}$ – собственное время отключения выключателя [7].

$$B_{\text{кз.а}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot \frac{x}{\omega \cdot r}, \quad (74)$$

где r – активное сопротивление;

x – индуктивное сопротивление.

$I_{\text{н.о}}$ - ток берем из таблицы 13.

$$B_{\text{кз}} = B_{\text{кз.а}} + B_{\text{кз.н}} \quad (75)$$

Проверим сечение на головных участках распределительной сети 6 кВ, так как они защищены выключателями. Линии 0,4 кВ, проверять по термической стойкости не будем, поскольку они защищены автоматическими выключателями, в проверку которых уже заложено согласование с выбранным сечением.

Найдём тепловой импульс:

$$B_{кз.л} = I_{кз}^2 \cdot t_{откл} = 1205^2 \cdot 1 = 1,452 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} ,$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = 1205^2 \cdot \frac{0,119 \cdot 0,00035}{314 \cdot 0,641 \cdot 0,00035} = 0,0005 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} ,$$

$$B_{кз} = B_{кз.л} + B_{кз.а} = 1,452 \cdot 10^6 + 0,0005 = 1,452 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} .$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{1,452 \cdot 10^6}}{95} = 12,69 \text{ мм}^2 .$$

Произведём проверку сечения по термической стойкости распределительной сети питающейся от подстанции Чайка.

Найдём тепловой импульс:

$$B_{кз.л} = I_{кз}^2 \cdot t_{откл} = 2315^2 \cdot 1 = 5,359 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} ,$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = 2315^2 \cdot \frac{0,119 \cdot 0,0006}{314 \cdot 0,641 \cdot 0,0006} = 0,00059 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} ,$$

$$B_{кз} = B_{кз.л} + B_{кз.а} = 5,359 \cdot 10^6 + 0,00059 = 5,362 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек} .$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{5,362 \cdot 10^6}}{240} = 9,6 \text{ мм}^2 .$$

Сечение распределительной сети питающейся от подстанции Чайка выбрано, верно.

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ЧАЙКА

9.1 Выбор и проверка выключателей

Так как на ПС Чайка установлены масляные выключатели типа МКП-110, С-35М и срок эксплуатации 30 лет, необходимо произвести замену выключателей.

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

– напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;

– длительному току : $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (76)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{\text{ат}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (77)$$

где $t_{3\min}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

где $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{п0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (78)$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (79)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу,

с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (80)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ.

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 8,96^2 \cdot (2,1 + 0,03) = 171 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/1000 с пружинным приводом типа ППрК.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,96 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 2,83 \text{ кА.} \quad (81)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей $I_{\text{пт}}$ в любой момент КЗ t используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е. $\gamma_t = I_{\text{пт}}/I_{\text{п0}} = f(t)$, построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение

апериодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0} = \text{const}$.

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}.$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{max p} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(9,8 + 17,8)^2 + (3,92 + 7,11)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,156 \text{ кА}. \quad (82)$$

Результаты выбора выключателя на ПС Чайка сведены в таблице 16:

Таблица 16 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=156 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 7,76 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{a,ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 2,83 \text{ кА}$	$i_{a,ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 8,96 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,5 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 171 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Результаты выбора выключателя на ПС Чайка сведены в таблице 17.

Таблица 17 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=53 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.НОМ}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=2,605 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.НОМ}}=15.9 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=2.19 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=3,004 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=6,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=7,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов выключателя ВГТ-110П-40/1000 и ВГТ-35П-40/630 соответствует данным условиям, и могут быть приняты к установке.

9.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-110/1000 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=156 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=24,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
для главных ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=171 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
для заземляющих ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=171 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

На средней стороне выбираем разъединители РГ-35/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=53 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=6,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
для главных ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=7,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
для заземляющих ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=850 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=7,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов разъединители соответствует данным условиям, и могут быть приняты к установке.

9.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}},$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}; \quad (83)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{пров}} = R_{\text{пров}}$.

На стороне СН выберем трансформатор тока ТОЛ -35У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
РЭ Счетчик АЭ и	Ртутный 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{\text{приб}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (84)$$

где $\Sigma S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами;

$I_{2н}$ - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_k = 0,1$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (85)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом} \quad (86)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 47 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,8 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 7,85 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

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

9.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

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

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{ расч.}}$

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно

работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Ном. мощ. вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2расч}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону СН ПС Чайка выбираем трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 23.

Класс точности 1.

Таблица 23 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 24.

Таблица 24 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

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

9.5 Выбор комплектных распределительных устройств

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирмы «Сириус».

9.6 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63

На ПС Чайка предлагается выбор выключателей по трем фидерам, питающих жилой комплекс «Босфорский парк».

Значение тока в нормальном режиме протекающего по Ф-1 составляет 352 А, по Ф-2 292, по Ф-3 199 А.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 8,81^2 \cdot (1 + 0,01) = 78,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-6-20/630 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{c.в} = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 78,3 \cdot e^{\frac{-0,025}{0,01}} = 2,67 \text{ кА} \quad (87)$$

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты выбора выключателя резервного фидера на ПС Чайка сведены в таблице 25.

Таблица 25 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Ф-1			
ВВ/TEL-6-20/630	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max} = 352 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 7,63 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{a.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 2,67 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 8,81 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,06 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 78,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Ф-2			
ВВ/TEL-6-20/300	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{max} = 292 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 7,5 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$

1	2	3	4
ВВ/TEL-6-20/300	$i_{a.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 2,65 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 8,66 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 16,8 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 272 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 76,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Ф-3			
ВВ/TEL-6-20/300	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{max} = 198 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 7,77 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{a.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 2,69 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 8,97 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,37 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 272 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 79,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

9.7 Выбор трансформатора тока

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-6-I-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 26.

Таблица 26 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [18]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
Ввод 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5
Секционный выключатель 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{дин} = 52 \text{ кА} \geq i_{уд} = 44,5 \text{ кА}, \quad (88)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 16,5^2 \cdot 1 = 272 \geq B_k = 219 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (89)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}.$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho=0,0175$). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_k = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_k = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (90)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (91)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (92)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом} \quad (93)$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-6-1-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 6-номинальное напряжения, 0,5- класс точности) сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Проверка ТТ на отходящем присоединении

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=400 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=352 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=17,06 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=78,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

9.8 Выбор трансформатора напряжения

Нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитывается по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (94)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	2	1	0	8
Счетчик АЭ	Меркурий 236 АРТ	9	9	0,38	0,925	72
Счетчик РЭ						
Итого						80

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 \cdot 2 + 9 \cdot 8 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 8 \cdot 0,925)^2} = 75,4 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}}=200 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=75,4 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

9.9 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП

Автоматические выключатели обеспечивают быструю и надёжную защиту проводов и кабелей сетей, как от токов перегрузки, так и от токов

короткого замыкания. Кроме того, они используются для управления, нечастых включений и отключений. Автоматические выключатели снабжают тепловыми, электромагнитными, либо комбинированными расцепителями.

На отходящих присоединениях установлены автоматические выключатели. Выбор производится по следующим условиям:

Ток уставки замедленного срабатывания регулируемых расцепителей следует выбирать по условию:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_{\text{ном. прод}} \quad (95)$$

Номинальный ток расцепителя не должен срабатывать в нормальных условиях эксплуатации, поэтому его выбирают согласно условию:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq (1,1 \div 1,3) \cdot I_{\text{ном. прод}} \quad (96)$$

$$I_{\text{откл. ном}} \geq I_{n0} \quad (97)$$

Проверяется по термической стойкости токам короткого замыкания:

$$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}} \geq B_k \quad (98)$$

По согласованию выбранных элементов сети с номинальным током расцепителя:

$$I_{\text{ном. расц}} \leq 1,5 \cdot I_{\text{дл. доп}} \quad (99)$$

По чувствительности к токам короткого замыкания:

$$I_{\text{кз. min}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{ср. расц}} \quad (100)$$

$$I_{\text{терм}} \geq I_{\text{уд}} \quad (101)$$

Принимаем к установке, для защиты трансформаторов со стороны 0,4 кВ, автоматические выключатели типа ВА 5739-34 трёхфазные, с номинальным

током до 1000 А, а для защиты отходящих линий выключатели ВА 5735-34 трёхфазные, с номинальным током до 630 А.

9.10 Конструктивное исполнение распределительного устройства 0,4 кВ

В состав комплектных трансформаторных подстанций киоскового типа входит распределительное устройство низшего напряжения, которое выполнено в виде щита ЩО-70 и имеет следующее оборудование:

- вводной автоматический выключатель;
- автоматические выключатели отходящих линий;
- панель учета электроэнергии и контроля напряжения на шинах 0,4 кВ;
- автомат включения уличного освещения;
- ограничители перенапряжения низшего напряжения.

Панели ЩО-70 служат для приема и распределения электрической энергии, защиты отходящих линий от перегрузок и токов короткого замыкания.

Конструктивно панели ЩО-70 представляют собой металлоконструкции, имеющие степень защиты с фасадной стороны IP20, а с остальных сторон IP00, и предназначены для одностороннего обслуживания. Ошиновка панелей ЩО-70 имеет электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания и составляет 30 кА для панелей ЩО 70-1 мощностью до 630 кВА.

Для включения счетчика активной энергии на стороне 0,4 кВ, а также для подключения амперметров, в распределительных щитах установлены три однофазных трансформатора тока типа Т-0,66.

Трансформаторы тока Т-0,66 и ТШ-0,66 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, трансформатор является катушечным, по принципу конструкции – опорные. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора и закрываются защитной крышкой, что исключает несанкционированный доступ к трансформатору в процессе эксплуатации. Трансформаторы пломбируются от неразборности пломбой с оттиском клейма поверителя. Трансформаторы крепятся к заземленным конструкциям изделий потребителей с помощью

фланцев или лап. Также в панелях ЩО-70 имеется вольтметр для контроля уровня напряжения на шинах. Вольтметр измеряет линейное напряжение и подключен к фазам А, С. Вольтметр установлен на вводной панели, а амперметры на линейных и вводных секциях.

9.11 Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП

Трансформаторы тока до 1 кВ по току КЗ не проверяются. Для них должно соблюдаться следующее условие:

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч}, \quad (102)$$

где $Z_{2ном2}$ – сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока, Ом;

$Z_{расч2}$ – расчётное сопротивление ВА.

$$Z_{расч2} = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_{конт}, \quad (103)$$

где $Z_{приб}$ – сопротивление измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока, Ом;

$Z_{пров}$ – сопротивление проводов вторичных цепей.

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (104)$$

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} \quad (105)$$

Сопротивление проводов вторичных цепей при длине 4 м, и сечении 2,5 мм², составляет 0,05 Ом. Сопротивление контактов составляет 0,1 Ом. Нагрузка трансформаторов тока сведена в таблицу 30 [7]. Класс точность 0,2.

Таблица 30 – Расчётная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка ВА, на фазу		
		А	В	С
Амперметр	ЭА0702 (аналог Э365)	0,5	0,5	0,5
Счет. Меркурий 230	ART2 – 00 FCILGDN	5	5	5

Мощность вторичной обмотки составит 5,5 ВА, определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, и расчётное сопротивление приборов:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом},$$

$$Z_2 = Z_{\text{конт}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{приб}} = 0,1 + 0,05 + 0,22 = 0,37 \text{ Ом}.$$

Сведём данные по трансформаторам тока в таблицу 31.

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

№ ТП	Тип ТТ	Каталожные данные			Расчётные данные		
		U _{ном} , В	I _{прев} , А	Z _{ном2} , Ом	U _{расч} , В	I _{расч} , А	Z _{расч2} , Ом
ТП 1	Т-0,66 У3	660	400	0,4	380	352	0,37
ТП 2	Т-0,66 У3	660	250	0,4	380	176,8	0,37
ТП 3	Т-0,66 У3	660	400	0,4	380	291,9	0,37
ТП 4	Т-0,66 У3	660	250	0,4	380	198,5	0,37
ТП 5	Т-0,66 У3	660	250	0,4	380	183,5	0,37
ТП 6	Т-0,66 У3	660	250	0,4	380	198,8	0,37
ТП 7	Т-0,66 У3	660	160	0,4	380	15,3	0,37

10 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС ЧАЙКА

10.1 Заземление ПС Чайка

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [3] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (106)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с неизолированными проводами рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (107)$$

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

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 110 кВ (отходящих от ПС Волна) составляет 8,04 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 110 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{110 \cdot 8,04}{350} = 2,5 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{2} = 100 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Согласно плану ПС Чайка, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_B = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в} = 78,5 \text{ мм}^2$

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

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{ср} (d_{пр} + \delta_{ср}), \quad (108)$$

где $\delta_{ср}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{ср} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^3 + c_k \cdot \ln(T)^3 + d_k, \text{ мм} \quad (109)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ = 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (110)$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (111)$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (112)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (113)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (114)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (115)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (116)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

10.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зонай защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [3].

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}; \quad (117)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}; \quad (118)$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельностоящий молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (119)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (120)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{cr1} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (44,7 - 30) = 28,87 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{m-m} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{лп}}{h_{cr12}} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м} \quad (121)$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}} \right) = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5} \right) = 11,01 \quad (122)$$

Таблица 32 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты $h_{сг}$, м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли $r_{сг}$, м	
		Линейный портал	Шинный портал
1-2	22,87	8,69	16,19
2-3	20,29	5,83	14,29
3-4	21,31	7,04	15,1
4-5	23,42	9,22	16,55
5-6	19,16	4,18	12,81
6-1	22,65	8,17	15,47

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Чайка приведены на 5 листе графической части выпускной квалификационной работы.

10.3 Выбор ограничителей перенапряжения

Основным параметром для выбора ОПН является длительно допустимое рабочее напряжение, условие выбора которого:

$$U_{нро} > U_{нс} , \quad (123)$$

где $U_{нс}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

Выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности $I_{вб}$ на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, для точки подключения ограничителя.

$$I_{вб} > (1,15 - 1,20)I_{кз} \quad (124)$$

$$I_{вб} > 1,2 \cdot 4,9 = 5,88 \text{ кА}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ составляет 20кА, что удовлетворяет приведенному выше условию.

При выборе ОПН, наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (125)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, согласно можно принять равным $3,5U_{\text{ном}}$;

$U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ограничителе;

Z – волновое сопротивление линии, для ВЛ 110 кВ $Z=490$ Ом,;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot U_{\text{нро}} \cdot K_{8/20}, \quad (126)$$

где $K_{8/20}$ – кратность ограничения грозových импульсов, согласно $K_{8/20}=2,1$.

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot 88 \cdot 2,1 = 214 \text{ кВ} \quad (127)$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (128)$$

где β – коэффициент затухания волны,;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(274 - 214)}{490} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 115,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{НОМ}}} \quad (129)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{115,3}{110} = 1,05 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоёмкость выбранного ОПН составляет 1,05 кДж/кВ (1 класс по энергоёмкости), что удовлетворяет условию по энергоёмкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоёмкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита электрооборудования от грозных и коммутационных перенапряжений. Выбираем ОПН - 35/40,5-10(1)УХЛ1.

Для защиты трансформатора напряжения 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 33.

Таблица 33– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
ОПН-П1-/110/88/10/2УХЛ		
$U_{\text{нрo}}=40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нc}}=40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нрo}} \geq U_{\text{нc}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=8,96 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}}=1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,4 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$
ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1		
$U_{\text{нрo}}=40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нc}}=40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нрo}} \geq U_{\text{нc}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=3,004 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}}=1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,827 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-6/11,5/10 УХЛ1		
$U_{\text{нрo}}=12 \text{ кВ}$	$U_{\text{нc}}=11,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нрo}} \geq U_{\text{нc}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=8,81 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*=2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,36 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

11.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления комму-тационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

11.2 Защита трансформатора

На подстанции 110/35/6 кВ Чайка установлено два трансформатора мощностью 25000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Бреслер ШТ». Защита и автоматика присоединений 6, 35 кВ предусматривается на микропроцессорных терминалах с функциями максимальной токовой защиты, токовой отсечки, логической защиты шин, и защиты от замыканий на землю.

Устройство типа «Бреслер ШТ» содержит комплект основных защит и резервных защит, предназначено для защиты от внутренних повреждений, а также от длительного протекания токов внешнего короткого замыкания.

Устройство содержит следующие защиты:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ);
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО);
- токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП) на стороне высшего напряжения (ВН);
- максимальную токовую защиту (МТЗ) на стороне ВН с пуском по напряжению;
- МТЗ на стороне среднего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;
- МТЗ на стороне низшего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;
- автоматическое ускорение МТЗ СН и НН при включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя УРОВ со стороны ВН;
- защита от перегрузки;
- пуск автоматики охлаждения;

– блокировка устройства РПН.

11.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{НОМ.Н}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Н}}}, \quad (130)$$

где $S_{\text{НОМ.ТР}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.СН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 375 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2291 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (131)$$

где $K_{\text{ТР.ТТ.Н}} = I_{\text{Н.ТТ.П}} / I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{Н.ТТ.П}}$, $I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 150 / 5 = 30$$

$$K_{\text{ТР.ТГ.СН}} = 400 / 5 = 80$$

$$K_{\text{ТР.ТГ.НН}} = 2500 / 5 = 500$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \geq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{125,5}{30} = 4,18 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{375}{80} = 4,69 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{2291}{500} = 4,58 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

11.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита с торможением предназначена для отключения практически всех видов замыкания внутри защищаемой зоны, в том числе с малым током замыкания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от токов небаланса производится за счет выбора уставок тормозной характеристики (ТХ). ТХ состоит из двух участков и характеризуется следующими уставками:

- начальный дифференциальный ток срабатывания $I_{\text{диф.нач}}$;
- начальный тормозной ток $I_{\text{торм.нач}}$;

- коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$;
- тормозной ток блокировки $I_{\text{блок}}$.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} \quad (132)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (133)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (134)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (135)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,1;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительный ток в терминале, для которого производится расчет небаланса, величину рекомендуется принимать равной номинальному току, т.е. значению 1,0.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 1 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора

$$I_{\text{диф.нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,25 \cdot 0,29 = 0,36 \text{ о.е.}, \quad (136)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, равен $1,1 \div 1,3$.

Начальный тормозной ток рекомендуется выбирать из диапазона:

$$I_{\text{торм.нач}} = 0,6 - 1,0$$

Уставка принимается равной минимальному значению 0,6 для пускорезервных трансформаторов и трансформаторов на которых возможно несинхронное АВР. В остальных случаях уставка может быть принята равной 1.

Тормозной ток блокировки рекомендуется отстраивать от максимально возможного сквозного тока нагрузки. Уставку следует выбирать из диапазона:

$$I_{\text{блок}} = 1 \div 2$$

Своего наибольшего значения сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может принят равным 1,5 о.е при $I_{\text{торм.нач}}=1$ и 1,2 о.е при $I_{\text{торм.нач}}=0,6$.

Коэффициент торможения рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.нач}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм.нач}}}, \quad (137)$$

где $I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}^*}$ – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равен $1,1 \div 1,3$;

$I_{\text{торм.расч}}$ – определяемый для режима внешнего КЗ. При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{пер}}$ рекомендуется принимать равным $1,5 \div 2$, величину $I_{\text{нб.расч}^*}$ принимать равной максимальному относительному току при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{\text{торм.расч}}$ – тормозной ток в расчетном режиме. Принимается равным максимальному относительному току при трехфазном КЗ.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36 = 12,32 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 15,4 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{15,4 - 0,36}{36 - 0,6} = 0,42$$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10,1 = 2,07 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 2,07 = 2,59 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{2,59 - 0,36}{10,1 - 0,6} = 0,23$$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,2 = 0,91 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 0,91 = 1,14 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,14 - 0,36}{3,2 - 0,6} = 0,29$$

11.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч*}}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36 = 19,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,5 \cdot 19,56 = 29,35 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 29,35 \text{ о.е.}$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10 = 4,09 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 4,09 = 6,13 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6,13 \text{ о.е.}$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 1,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 1,56 = 1,94 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6 \text{ о.е.}$

11.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения

Максимальная токовая защита (МТЗ) предназначена для защиты трансформатора от внешних КЗ и используется в качестве резервной для защиты от внутренних повреждений. В случае недостаточной чувствительности МТЗ применяют пуск по напряжению. Уставки всех измерительных органов рассчитываются в первичных величинах, приведенных к той стороне защищаемого силового трансформатора, на которой устанавливается защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{нагр.макс}} \quad (138)$$

где $k_3 = 1,2$ – коэффициент запаса;

k_C – коэффициент самозапуска, в предварительных расчетах принимается равным $1,5 \div 2,5$;

k_B – коэффициент возврата, равный $0,95$;

$I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки на стороне ВН защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 156 = 394 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (139)$$

где $I_{\text{с.з.}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты при расчетном виде КЗ (в качестве расчетного рассматривается двухфазное КЗ).

Коэффициент чувствительности должен быть не менее $1,5$ при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и не менее $1,2$ при выполнении функции резервирования.

$$k_{\text{ч}} = \frac{776}{394} = 1,97 > 1,5$$

11.6.1 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне среднего напряжения

МТЗ СН предназначена для отключения КЗ на ошиновке и шинах СН, а также на элементах, присоединенных к этим шинам и состоит из трех ступеней.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания определяется по условию отстройки от тока нагрузки по выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{нагр.макс}$$

где $I_{нагр.макс}$ – максимальный ток нагрузки на стороне среднего напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 53 = 134$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{2602}{134} = 19,4 > 1,5$$

Вторая ступень МТЗ СН выполняется с комбинированным пуском по напряжению со стороны среднего напряжения (КПН СН) и с органом направления мощности (ОНМ).

Уставку фазного тока второй ступени выбирают по условию отстройки от номинального тока трансформатора:

$$I_{с.з.} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{ном.НН} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 352 = 889 \text{ А} \quad (140)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{19900}{889} = 22,4 > 1,5$$

11.6.2 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне среднего напряжения

МТЗ НН предназначена для отключения КЗ на шинах НН, а также для резервирования отключения повреждений на элементах, присоединенных к этим шинам. Исполнение и выбор уставок ступеней МТЗ НН аналогичен исполнению и выбору уставок соответствующих ступеней МТЗ СН.

Первая ступень:

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 160 = 404 \text{ А}$$

$$k_{ч} = \frac{1792}{404} = 1,96 > 1,5$$

Вторая ступень:

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 310 = 783 \text{ А}$$

$$k_{ч} = \frac{1755}{783} = 2,24 > 1,5$$

11.7 Защита от перегрузки

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{c.з.} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном} , \tag{141}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05;

$k_{в}$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{НОМ}}$ номинальный ток обмотки трансформатора на стороне которого установлена защита.

На стороне ВН:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 156 = 205 \text{ А}$$

На стороне СН:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 53 = 69,6 \text{ А}$$

На стороне НН:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 352 = 462 \text{ А}$$

11.8 Газовая защита

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22, более совершенно реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВФ80/Q. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками. Есть также пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для опробования действия реле путем имитации ухода масла из трансформатора. Принцип действия данного реле такой же, как и других газовых реле.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а также внутрицеховых понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Допускается установка газовой защиты и на трансформаторах от 1 до 4 МВА. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

На защищаемом трансформаторе ПС Чайка устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

11.9 Защита линий 6 кВ

В сетях напряжением до 35 кВ в качестве основных применяют максимальные токовые защиты в сочетании с токовой отсечкой при обеспечении требуемой селективности и чувствительности. Защиту отходящих линий выполним на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Л». Данное устройство предназначено для выполнения функций релейной защиты в

линиях 6-35 кВ. В нём имеются такие защиты как трёхступенчатая МТЗ, защита от однофазных замыканий на землю, защита от обрыва фазы, токовая отсечка.

МТЗ может иметь четыре ступени, первая ступень выполнена в виде токовой отсечки, вторая ступень, ступень с независимыми времятоковыми характеристиками, третья – с зависимыми времятоковыми характеристиками. Четвёртая ступень – дополнительная, и может быть либо введена, либо выведена, в зависимости от необходимости, и действовать на отключение или сигнализацию.

Произведем расчет защиты линии от Ф33 - ТП85.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{c.з} = \frac{k_H \cdot k_{c/з}}{k_{\theta}} \cdot I_{раб}, \quad (142)$$

где k_H – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05, [23, с 45];

$k_{c/з}$ – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1, [23, с 48];

k_{θ} – коэффициент возврата, равный 0,95, [23, с 49];

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

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 176 = 194 \text{ А.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.п} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{k_{cx}}{k_{T.T}} \right) = 194 \cdot \frac{1}{300/5} = 3,23 \text{ А}, \quad (143)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы ($k_{cx}=1$, для схемы неполной звезды);

$k_{T.T}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 300/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (144)$$

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

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{357}{194} = 1.81;$$

$$1.81 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (145)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – ступень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{\text{КТ}2} + t_{\text{КТ}1} + t_{\text{зан}}, \quad (146)$$

где t_Q – время отключения выключателя, $t_Q = 0,04$ с, [2, с 180];

$t_{\text{КТ}2}$, $t_{\text{КТ}1}$ – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{\text{зан}}$ – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным 0,1-0,15 с, [2, с 56];

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок $0,5 \div 9$ с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_n \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (147)$$

где k_n – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [2, с 61];

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

Поэтому $I_{с.з.}^{TO}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (148)$$

где $k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$ [2, с 81];

$\Sigma I_{т.ном}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{с.з.}} \geq 1,5; \quad (149)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{853}{194} = 5,76 \text{ кА.}$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

11.10 АПВ (автоматическое повторное включение)

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраиваются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов

трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. Запуск БАПВ производится при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Требования к АПВ:

- АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами релейной защиты.
- АПВ не должно работать, если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики.
- Должна обеспечиваться заданная количество циклов АПВ.
- В схеме должна быть предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ.

11.11 УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель

по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

- срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию;
- факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей);
- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя;
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);
- запаса по времени для большей надёжности системы [23].

11.12 АВР (автоматический ввод резерва)

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

Устройство автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда, перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

Требования к АВР:

- срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине;
- обеспечивать однократность действия;
- схема должна иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключении основного;
- АВР должна иметь минимальное время действия.

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР [24].

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность

Безопасность труда в строительстве и эксплуатации электроустановок следует производить в соответствии со СНиП 12-03-01, требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

Строительные, монтажные, наладочные работы и эксплуатацию электроустановок при реконструкции системы электроснабжения с Первомайское следует производить в соответствии с требованиями "Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ" РД 34.03.285-97.

12.1.1 Техника безопасности при монтажных работах кабеля

Работы по монтажу и наладке ВЛ 10/0,4 кВ необходимо осуществлять в соответствии с рабочей документацией, придерживаясь соответствующих правил безопасности.

К работам допускается только специально обученный персонал. Все электромонтажные работы следует выполнять, в две стадии:

1. работы по монтажу опорных конструкций;
2. работы по монтажу проводов.

Мероприятия и ограничения для обеспечения техники безопасности:

1) просека по трассе ВЛ должна быть очищена от вырубленных деревьев и кустарников. Сжигание сучьев и других порубочных остатков следует производить в разрешенный для этого период времени;

2) запрещается производство работ или нахождение рабочих под монтируемым оборудованием;

3) металлические корпуса части оборудования должны быть заземлены;

4) работы следует производить в защитной каске и перчатках, а в качестве обуви использовать резиновые сапоги;

5) запрещается поправлять витки провода на барабане во время его раскатки;

6) при подвеске, визировании и закреплении проводов в поселке, на участке необходимо разместить соответствующие плакаты и выставить наблюдающих;

7) запрещаются монтажные работы при приближении и во время грозы;

8) запрещается натяжение проводов СИП при скорости ветра более 10-12 м/с.

12.1.2 Безопасность при работе на опорах

Проектом предусмотрена полная замена деревянных изношенных опор на железобетонные опоры для сетей 10/0,4 кВ по всему селу.

Работы по демонтажу опор и проводов ВЛ, а также по замене элементов опор должны проводиться по технологической карте или ППР в присутствии руководителя работ.

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только в тех случаях, когда имеется уверенность в достаточной устойчивости и прочности опоры.

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне и т. п.), определяются на месте производителем или руководителем работ.

Работы по усилению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, т. е. с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

Запрещается нарушать целостность проводов и снимать вязки на промежуточных опорах без предварительного укрепления опор.

Подниматься на опору разрешается членам бригады:

с III группой по электробезопасности - при всех видах работ до верха опоры;

со II группой по электробезопасности - при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях не отключенной ВЛ не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м. Исключение составляют работы по окраске опор;

с I группой по электробезопасности - при всех видах работ не выше 3 м от земли (до ног работающего).

Требования безопасности при работе на опорах:

1) при подъеме на деревянную и железобетонную опоры строп предохранительного пояса следует на деревянных опорах заводить за стойку, а на железобетонных заводить за стойку или прикреплять к лазу;

2) запрещается на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла;

3) при работе на опоре следует пользоваться предохранительным поясом и опираться на оба когтя (лаза) в случае их применения;

4) при работе на стойке опоры располагаться следует таким образом, чтобы не терять из виду ближайшие провода, находящиеся под напряжением;

5) запрещается откапывать сразу обе стойки опоры при замене одинарных и сдвоенных приставок П- и АП-образных опор. Следует заменить приставку на одной стойке опоры, закрепить бандажи и утрамбовать землю и только тогда приступать к замене приставок на другой стойке. Заменять сдвоенные приставки необходимо поочередно;

6) запрещается находиться в котловане при вытаскивании или опускании приставки;

7) способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет руководитель работ, а если он не назначен, то работник, выдающий наряд.

Работа на одноцепной натяжной изолирующей подвеске допускается при использовании специальных приспособлений или лежа на ней и зацепившись ногами за траверсу для фиксации положения тела.

При работе на поддерживающей изолирующей подвеске строп предохранительного пояса должен быть закреплен за траверсу. Если длина стропа недостаточна, необходимо пользоваться закрепленными за пояс двумя страховочными канатами. Один канат привязывают к траверсе, а второй, предварительно заведенный за траверсу, подстраховывающий член бригады попускает по мере необходимости.

При работе на натяжной изолирующей подвеске строп предохранительного пояса должен быть закреплен за траверсу или за предназначенное для этой цели приспособление.

На поддерживающих и натяжных многоцепных изолирующих подвесках допускается закреплять строп предохранительного пояса за одну из гирлянд изоляторов, на которой работа не ведется. Запрещается закреплять этот строп за гирлянду, на которой идет работа.

В случае обнаружения неисправности, которая может привести к расщеплению изолирующей подвески, работа должна быть прекращена.

Запрещается при подъеме (или опускании) на траверсы проводов, тросов, а также при их натяжении находиться на этих траверсах или стойках под ними.

Выбирать схему подъема груза и размещать подъемные блоки следует с таким расчетом, чтобы не возникали усилия, которые могут вызвать повреждение опоры.

Окраску опоры с подъемом до ее верха могут выполнять члены бригады с группой II по электробезопасности. При окраске опоры должны быть приняты

меры для предотвращения попадания краски на изоляторы и провода (например, применены поддоны).

Категорически запрещена работа кранов и других механизмов под действующими ВЛ без их отключения и полного заземления [14].

12.2 Экологичность

Согласно СанПиН № 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты», защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий 220 кВ и ниже удовлетворяющих требованиям ПУЭ не требуется. При проектировании электрических сетей, в состав которых входят воздушные и кабельные линии электропередачи и понижающие подстанции, площадь полосы земли вокруг внешнего контура опоры для линии электропередачи напряжением 0,4 кВ и 6 кВ принята 1 м.

Передача и распределение электроэнергии на напряжении 0,38 – 110 кВ является безотходным процессом и не сопровождается вредными выбросами в окружающую среду (как воздушную, так и водную), а уровень шума и вибрации, не достигает высоких значений.

Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряжениях. В данной работе отсутствуют линии СВН и УВН, а линии 10 и 0,4 кВ не оказывают негативного воздействия на человека.

Трансформаторы могут являться источником постоянного шума механического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Допустимые уровни шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек следует принять по таблицам СП 51.13330.2011 [20].

Произведём расчёт минимального защитного расстояния от трансформаторной подстанции до селитебной зоны, для защиты от шумового загрязнения. Мощность трансформаторов на подстанции 1600 кВА. Эквивалентный уровень звука, для селитебной зоны с 7⁰⁰, до 23⁰⁰ равен 55 дБА, а с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ – 45 дБА. Расчётная схема изображена на следующем рисунке 10:

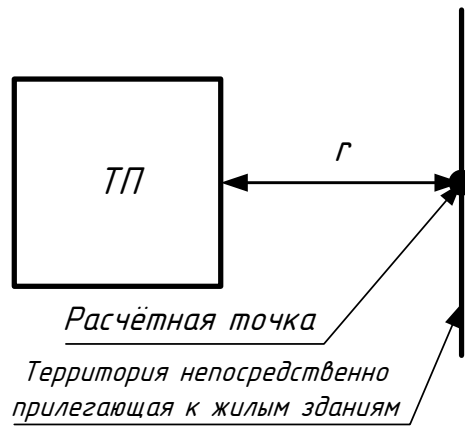


Рисунок 10 – Расположение подстанции вблизи жилой застройки

Определяем уровень звуковой мощности от трансформаторов установленных на подстанции, так как подстанция двухтрансформаторная, то необходимо найти уровень звуковой мощности, излучаемый двумя трансформаторами.

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0.1 \cdot D_{y_{LA}}} \quad (150)$$

Минимальное расстояние r_{\min} , необходимое для выполнения защиты населения от шума, определяется по формуле:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - ДУ_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (151)$$

где $ДУ_{LA}$ - скорректированный уровень звуковой мощности трансформатора составляет $L_{TP} = 75$ дБА

Приведём пример расчёта для ТП.

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \left(\sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 75} \right) = 78,01 \text{ дБА},$$

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(78,01-45)}}{2 \cdot \pi}} = 17,8 \text{ м.}$$

Согласно плану проектируемого жилого комплекса «Босфорский парк» минимальное расстояние от ТП до жилой зоны составляет 25 м, а это на много больше, чем расчётная величина, следовательно, результаты расчёта удовлетворяют необходимым условиям.

Согласно требованиям [21] при размещении отдельно стоящих ТП (РТП) 6-20 кВ с двумя трансформаторами до 1000 кВА расстояние до окон жилых и общественных зданий должно быть не менее 10 м. Аналогичное требование содержится для условия обеспечения допустимого уровня шума при работе трансформаторов. Подстанции 10/0,4 кВ расположены согласно данному требованию.

12.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжёлым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара вводов и электропроводки зданий и сооружений.

Вводом от ВЛ называется электропроводка, соединяющая ответвление от воздушной линии электропередачи с внутренней электропроводкой, от изоляторов, установленных на наружной поверхности (стене, крыше) здания

или сооружения, до зажимов вводного устройства. Ответвлением от ВЛ к вводу называется участок проводов от опоры ВЛ до ввода. Для обеспечения пожарной безопасности во время монтажа и эксплуатации вводов необходимо выполнять определенные меры. Для ответвлений от ВЛ к вводам допускается применение неизолированных и изолированных проводов определенных сечений и определенной длины ответвлений от ВЛ к вводам. Так при длине ответвления до 25 метров сечение провода должно быть не менее 16 мм² провод алюминиевый или из его сплавов. В бакалаврской работе для вводов в здания применяются самонесущие изолированные провода СИП4, типа «Аврора» и «Торсада». По сравнению с традиционным выполнением вводов неизолированными проводами устройство вводов указанными изолированными проводами имеет ряд преимуществ:

Исключается склестывание проводов, а следовательно короткие замыкания между ними.

Повышается безопасность, и сокращаются случаи электротравматизма в зоне устройства вводов в здания.

Материал жилы провода – алюминий. Изоляция – атмосферостойкий стабилизированный полиэтилен, не поддерживающий горения, обладающий защитными свойствами от солнечной радиации (ультрафиолетового излучения) и воздействия озона. Обладает влагонепроницаемостью, высокой диэлектрической жесткостью и обеспечивает механическую прочность при температурах от минус 40 до плюс 80 С°. Вводы в здания выполняются через стены в изоляционных трубах таким образом, чтобы вода не могла скапливаться в проходе и проникать внутрь здания. Вводы в многоэтажные жилые здания, а также здания обслуживания населения, выполнены трёхжильным кабелем сечением не менее 35 мм², что необходимо по условиям механической прочности. Кабель типа ААБЛУ, с бронёй из стальных проволок, что также затрудняет его повреждение. Кабель прокладывается в траншеях на глубине 0,7 м, от поверхности земли.

К чрезвычайным ситуациям, которые могут произойти в распределительном устройстве можно отнести следующие:

Разрушение опорных колонок разъединителя;

Взрыв трансформатора тока;

Разрушение масляного выключателя;

Пожар кабельных линий.

Для предотвращения данных ситуаций на подстанциях установлено современное оборудование, вакуумные выключатели, сухие трансформаторы, и прочее безмаслянное оборудование.

Питание населённых пунктов реконструируемых в данной работе, осуществляется от подстанции Чайка, на которых установлены масляные трансформаторы, и на которых может возникнуть пожароопасная ситуация.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов. При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций», [11].

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый, заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия

персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами ОРУ и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара

горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные или углекислотные-бромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проведено проектирование системы электроснабжения жилого комплекса «Босфорский парк».

В данной работе был выполнен расчёт нагрузок коммунально –бытовых и промышленных потребителей, разработка двух вариантов схем внутреннего электроснабжения жилого комплекса, на основании технико-экономического анализа выбран оптимальный вариант. Распределительные сети выполнены самонесущими изолированными проводами. Основное преимущество таких сетей - высокая надежность и большой срок службы.

Произведены расчеты токов короткого замыкания, использовано новое, более совершенное электрооборудование на ПС Чайка, которое по своим характеристикам значительно превосходит ранее созданные аппараты, значительно повышает надежность и качество электроустановок, обеспечивает удобство эксплуатации, длительный межремонтный период – 15-20 лет и т.д.

Произведен расчет молниезащиты ПС Чайка с расстановкой молниеотводов; так же произведен выбор защит на ПС Чайка.

Рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при реконструкции ПС Чайка и жилого комплекса «Босфорский парк».

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителей жилого комплекса «Босфорский парк» в городе Владивосток.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 12.2.024-87 ССБТ. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М.: Изд-во стандартов, 2001.
2. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
3. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. –57 с.
4. Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.
5. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
6. Мясоедов Ю. В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
7. Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013.- 106 с.
8. Мясоедов. Ю.В., Мясоедова. Л.А., Подгурская. И.Г., «Электроснабжение городов часть 1». Благовещенск 2007.- 192 с.
9. Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015.- 105 с.
10. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003.
11. СО 153-34.03.305-2003 – «Инструкция о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на энергетических предприятиях». Приказ Минэнерго РФ № 263 от 30.06.2003.

12. Приказ от 30 декабря 2008 г. № 326 Министерства энергетики Российской Федерации с изменениями от 2010 года занесенные приказом №36.
13. Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.
14. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2020.
15. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 184 с.
16. Приказ ФСТ России № 1747/17 от 19.12.2017г. Об утверждении предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по субъектам Российской Федерации на 2018 год
17. РД-34-20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей.
18. РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
19. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
20. СП 51.13330.2011 Защита от шума
21. СП 42.13330 2016 – «Градостроительство, планировка и застройка городских и сельских поселений»
22. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

23. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

24. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.