

Министерство образования и науки 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 «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 08 » 02 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения части города Зея с центром
питания подстанция Базовая

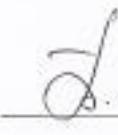
Исполнитель
студент группы 442 - узб

 01.02.2018
подпись, дата Н.В. Гурский

Руководитель
профессор,
доктор техн. наук
Консультант:
по безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук

 05.02.2018
подпись, дата Н.В. Савина

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

 02.02.2018
подпись, дата А.Б. Булгаков

 06.02.2018
подпись, дата А.Н. Козлов

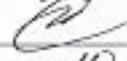
Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 22 » 10 2017 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Гурского Николая Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения части города Зей с центром питания подстанция Базовая
(утверждена приказом от 24.10.2017 № 2657-У)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений города Зей, схемы ПС Базовая, нагрузка по контрольным замерам.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика Зейского района и города Зей, расчет электрических нагрузок 0,4 и 10 кВ, разработка системы электроснабжения по 10 кВ, технико-экономическая оценка двух вариантов сети, реконструкция ПС Базовая, 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.) 7 листов графической части, 33 таблицы, 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 08.03.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,

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

профессор, доктор технических наук

принял к исполнению (дата): 03.03.2017


(подпись студента)

Задание

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 142 с., 17 рисунков, 33 таблицы, 24 использованных источника.

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

В выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция системы электроснабжения восточной части города Зeya с центром питания подстанция Базовая, в связи, с чем решены следующие задачи: расчет электрических нагрузок по 0,4 кВ и 10 кВ, разработка двух вариантов схем внутреннего электроснабжения восточной части города Зeya и на основании технико-экономического анализа выбран наилучший вариант, выбор рационального напряжения, реконструкция количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, замена сечение проводов, расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования на ПС Базовая; расчет релейной защиты и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Базовая.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматическое включение резерва
АПВ – автоматическое повторное включение
ВЛ – воздушная линия электропередачи
ВРУ – вводно-распределительные устройства
КЗ – короткое замыкание
КЛ – кабельная линия электропередачи
КРМ – компенсация реактивной мощности
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
ТУ – телеуправление
УЗО – устройство защитного отключения
ЦС – центральная сигнализация
ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика восточной части города Зея	10
1.1 Краткое описание восточной части города Зея	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения восточной части города Зея	12
2 Анализ существующей системы электроснабжения восточной части города Зея	12
2.1 Источники питания и их анализ	12
2.2 Характеристика схемы электроснабжения восточной части города Зея	13
3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 0,4 кВ	14
3.1 Расчёт электрических нагрузок на вводе у потребителей	15
3.2 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ	22
3.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	24
3.4 Выбор и проверка сечений линий распределительной сети 0.4 кВ	26
3.4.1 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ	26
3.4.2 Проверка выбранных сечений на потерю напряжения	29
4 Выбор номинального напряжения	31
5 Выбор числа и мощности ТП с учётом КРМ	32
5.1 Выбор компенсирующих устройств 0,4 кВ	32
5.2 Выбор месторасположения ТП	33
5.3 Выбор схемы и конструкции ТП	34
5.4 Выбор трансформаторов на ТП	36
5.5 Определение потерь мощности в трансформаторах	38
6 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ	39
6.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	39
6.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ	41
6.3 Выбор сечений распределительных линий 10 кВ	42

6.4	Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ	44
7	Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	45
8	Расчёт токов короткого замыкания	48
8.1	Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ	48
8.2	Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	54
8.3	Результаты расчёта токов короткого замыкания	58
9	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	59
10	Выбор и проверка оборудования 35 кВ	61
10.1	Выбор и проверка выключателей	61
10.2	Выбор и проверка разъединителей	64
10.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	65
10.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	68
11	Выбор и проверка оборудования 10 кВ	70
11.1	Выбор комплектного распределительного устройство на ПС Базовая	70
11.2	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ	71
11.3	Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ	73
11.4	Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ	75
11.5	Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ	76
11.6	Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ	78
11.7	Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах	79
12	Выбор и проверка оборудования 0,4 кВ	80
12.1	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП	80
12.2	Конструктивное исполнение распределительного устройства 0,4 кВ	81
12.3	Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП	82
13	Молниезащита и заземление ПС Базовая	84
13.1	Заземление ПС Базовая	84
13.2	Защита от прямых ударов молнии	88
13.3	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	91
14	Выбор системы оперативного тока ПС Базовая	93
15	Релейная защита, автоматика и сигнализация	96

15.1 Виды и типы релейной защиты	96
15.2 Защита трансформатора на ПС Базовая	99
15.3 Автоматика на ПС Базовая	109
16 Сигнализация на ПС Базовая	113
17 Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация ПС Базовая	115
18 Безопасность и экологичность	118
18.1 Безопасность	119
18.2 Экологичность	126
18.3 Чрезвычайные ситуации	133
Заключение	141
Библиографический список	142

ВВЕДЕНИЕ

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 реконструкции.

Целью написания бакалаврской работы является реконструкция системы электроснабжения города Зея, так как система электроснабжения устарела физически и морально, а именно не удовлетворяет требованиям по надёжности, электробезопасности, способности обеспечивать потребителей необходимым качеством электроэнергии. Величина сверхнормативных потерь в сетях 6 кВ данных населённых пунктов за 2017 г. достаточно велика. Высокие потери обусловлены тем что, производится безучётное электропотребление, от чего поставщик терпит большие убытки. Потери также обусловлены износом оборудования и электрической сети. А так же необходима реконструкция подстанции «Базовая», так как оборудование, установленное на подстанции исчерпало свой эксплуатационный ресурс. Дальнейшая эксплуатация указанного оборудования сопряжена с увеличением затрат на обслуживание, дополнительным снижением и без того невысокого уровня надежности питания потребителей вследствие увеличения вероятности постепенных отказов оборудования. Износ оборудования приводит также к снижению уровня пожарной безопасности энергообъектов.

Для того чтобы достичь поставленную цель необходима реконструкция системы электроснабжения, а именно замена деревянных опор на железобетонные, так как степень износа довольно велика, замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные провода СИП, которые при равнозначных капиталовложениях обладают повышенной технологичностью строительства, обеспечивают высокую надежность электроснабжения при значительно меньших эксплуатационных затратах и безопасность обслуживающего персонала, населения и животных. Замена старых трансформаторных подстанций на современные комплектные трансформаторные подстанции. А так же реконструкция оборудования на стороне 10 кВ, питающих подстанций «Базовая» и на стороне 35 кВ, с применением современного и надёжного оборудования, новейших систем учёта электрической энергии.

В ходе проектирования решаются такие задачи как расчет токов короткого замыкания, выбор энергетического оборудования, расчет надежности подстанции, выбор устройств релейной защиты, молниезащита и заземление ПС. Также необходимо учесть вопросы по безопасности проекта.

Для выполнения данных задач используется программы: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

1 Характеристика восточной части города Зея

1.1 Краткое описание восточной части города Зея

Город Зея расположен на берегу р. Зея на Амурско - Зейской равнине.

Город основан в 1879 году. Численность населения г. Зея по данным на 1.01.17 г. составляет 21500 человек. Плотность населения составляет 532 чел/км².

Все потребители рассматриваемой части города Зея разделяются на следующие группы: бытовые потребители, к которым относятся многоквартирные и двухквартирные дома, коттеджи, двухэтажные жилые дома, общественно-коммунальные потребители это два детских садика, школа, ФСН, дом детского творчества «Ровесник», МТС, кафе «Багульник», профилакторий и промышленные потребители это хлебопекарня, насосная.

Все виды электроприемников по надежности их электроснабжения делятся на три категории. К электроприемникам I категории по ВСН 97-83 отнесены: электроприемники лечебных учреждений, от бесперебойности питания которых зависит жизнь больного, котельные первой категории, водопроводные насосные станции, канализационные станции, не имеющие аварийного выпуска, тяговые подстанции, системы централизованного электроснабжения, городские РП с суммарной нагрузкой более 10000 кВ·А и т. п.

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электропищеприготовлением, жилые шестиэтажные и более высокие дома с газовыми плитами, учреждения общественно-коммунального характера с числом работающих 50-2000 чел., детские и школьные учреждения, крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале 300-800, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест 100-500, городские РП и ТП с суммарной нагрузкой 400-10000 кВ·А и др.

Для приемников III категории, к которым относятся все остальные электроприемники, допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не свыше одних суток.

В реконструируемой части города Зeya присутствуют потребители второй и третьей категории по надежности. Доля потребителей второй категории составляет 12-20% от общей нагрузки района.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Город Зeya расположен во II климатическом районе. Расчетные климатические условия соответствуют II району по ветру и II по гололеду.

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Время с устойчивыми морозами до 5 месяцев. Среднемесячная температура января -30°C , июля $+20^{\circ}\text{C}$. Время с устойчивыми морозами до 5 месяцев. Грунт рассматриваемого района представлен суглинками и супесями.

Средняя высота снежного покрова 20 см. Продолжительность залегания до 170 дней. Среднегодовое количество осадков 450 – 600 мм. Влажность воздуха изменяется в пределах 60 – 80 %. Преобладающие ветры - северо-западного направления, среднегодовая скорость ветра 1,6 м/с.

Основные характеристики климатических условий г. Зeya:

Среднегодовая температура, $^{\circ}\text{C}$ - 4;

Абсолютный минимум, $^{\circ}\text{C}$ - $-49,2$;

Абсолютный максимум, $^{\circ}\text{C}$ - $31,6$;

Скоростной напор ветра, кгс/м² - 21;

Число грозных часов в год - 50;

Глубина промерзания грунта, м - 0,3;

Удельное сопротивление грунта, Ом·м – 150;

Степень загрязнения атмосферы – 1.

Территориальной особенностью города Зeya является, то что город поделен на районы, самые крупные из которых: Район ПМК на въезде в город, район центрального рынка, район ЦРБ, а так же поселки временный, светлый и солнечный.

1.3 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения восточной части города Зея

Восточная часть распределительной сети рассматриваемой части города г. Зея введена в эксплуатацию более 35 лет назад, при этом темпы модернизации энергооборудования ниже темпов его естественного старения. Из-за этого большинство объектов электрической сети выработали свой нормативный ресурс, что привело к увеличению числа отказов оборудования и снижению надежности электроснабжения потребителей.

Исходя из анализа контрольных замеров за предыдущие 3 года, на ПС Базовая Ф-5, Ф-11, наблюдается превышение нормированного значения экономической плотности тока, что в свою очередь приведет к уменьшению срока службы линии, увеличению потерь электроэнергии, увеличение падения напряжения. ВЛ плотность тока которых превышает нормированное значение в представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Плотность тока ВЛ 6 кВ

Наименование ВЛ		Максимал. плотность тока, А/мм ²		
		2015	2016	2017
ПС Базовая	5	1,29	1,32	1,39
ПС Базовая	11	1,24	1,31	1,35

Так же в настоящее время напряжение 6 кВ допускается применять только в тех случаях, если на предприятии преобладает нагрузка с напряжением 6 кВ или когда значительная часть нагрузки питается от заводской ТЭЦ, где стоят генераторы напряжением 6 кВ, так как таких объектов на рассматриваемой части города Зея нет, то необходимо рассмотреть замену трансформаторов на ПС Базовая и перевод фидеров с 6 кВ на 10 кВ.

2 Анализ существующей системы электроснабжения восточной части города Зея

2.1 Источники питания и их анализ

Рассматриваемая часть электроснабжение г. Зея осуществляется по ВЛ 6 кВ от ПС 35/6 кВ Базовая.

ПС Базовая является проходной подстанцией. Распределительное устройство на 35 кВ выполнено по схеме «Одна секционированная система шин». На подстанции установлено два двухобмоточных трансформатора типа ТДН - 6300 МВа 35/6 кВ. Распределительное устройство 6 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин».

Загрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 на ПС Базовая согласно данным зимнего контрольного замера 20.12.2017 г. составляет Т1- 57% и Т2 - 39%.

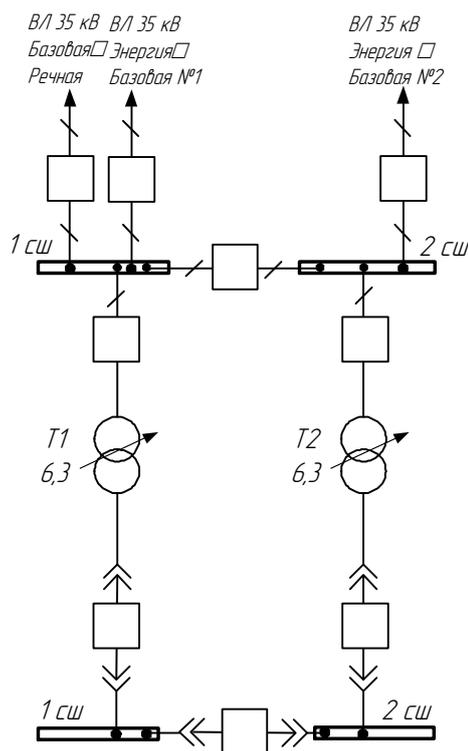


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Базовая

Ввод в эксплуатацию данных трансформаторов осуществлен в 1979 г., при этом срок службы силового трансформатора составляет 25-30 лет. Для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Зея необходимо произвести замену трансформаторов.

2.2 Характеристика схемы электроснабжения восточной части города Зея

Схема внутреннего электроснабжения Ф-5 ПС Базовая по конфигурации является реконструируемая однолучевая схема, а Ф – 11 замкнутой сетью, где кольцуется с Ф – 56 ПС Энергия. Распределительная сеть 10 кВ выполнена кабельными и воздушными линиями.

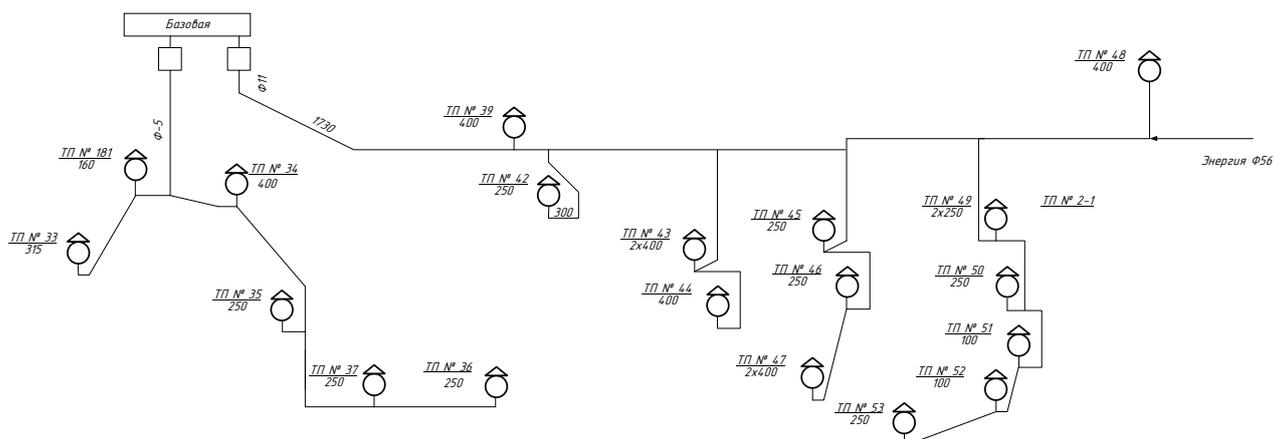


Рисунок 2 - Принципиальная конфигурация распределительной сети 6 кВ

Недостатками представленной сети является в первую очередь что Ф-5 обеспечивает ненадежное электроснабжение ТП питающих потребителей II категории. К таким ТП относятся ТП34; ТП35; ТП 37, ТП36; ТП181, ТП33. Данные ТП являются однострансформаторными, при этом получают питание от одного ответвления от магистральной линии. В случае повреждения трансформатора либо ответвления, потребители 2 категории будут обесточены, что недопустимо для данной категории потребителей согласно [17]. Для таких ТП необходима реконструкция сети с целью резервирования линии, непосредственно питающую данную ТП, а также установка 2 трансформатора.

Из вышесказанного следует, что необходима реконструкция распределительной электрической сети восточной части города Зeya с целью повышения уровня надежности электроснабжения потребителей Ф-5 на ПС Базовая.

3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 0,4 кВ

Первым этапом проектирования систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок. 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. Пользуются методами расчёта электрических нагрузок по удельному расходу электроэнергии, на единицу продукции, по удельной нагрузке на единицу площади или одного посетителя, количество мест.

Расчёт произведём с помощью метода удельных электрических нагрузок.

3.1 Расчёт электрических нагрузок на вводе у потребителей

Для начала расчёта нагрузок необходимо составить экспликацию зданий и сооружений. В экспликации зданий и сооружений рассматриваются здания и объекты, расположенные на территории реконструируемой части города. 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 [17].

В многоквартирных домах нагрузку на вводе находят с помощью коэффициентов одновременности нагрузки или по удельным показателям.

$$P_{\text{вводД,В}} = P_{\text{удД,В}} \cdot n \cdot k_o, \quad (1)$$

$$Q_{\text{вводД,В}} = Q_{\text{удД,В}} \cdot n \cdot k_o, \quad (2)$$

где $P_{\text{удД,В}}$ – удельная активная и реактивная мощность на одну квартиру, кВт, квар/кв;

n – количество квартир в многоквартирном доме, шт;

k_o – коэффициент одновременности, зависящий от числа потребителей.

Для примера рассчитаем нагрузку жилого двухэтажного дома №14 улица Победы, где имеется 2 подъезда, 16 квартир:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{уд.кв.}} \cdot n = 3,85 \cdot 16 = 61,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{кв}} = P_{\text{кв}} \cdot \text{tg}\varphi = 61,6 \cdot 0,2 = 12,32 \text{ квар};$$

$$S_{\text{кв}} = \sqrt{P_{\text{кв}}^2 + Q_{\text{кв}}^2} = \sqrt{61,6^2 + 12,32^2} = 62,82 \text{ кВА}.$$

Рассчитаем ток:

$$I_{кв} = \frac{S_{кв}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{62,82}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 90,67 \text{ А.}$$

Расчёт электрической нагрузки общественно – коммунального потребителя приведем на примере детского сада, который расположен на улице Победы. Определение данных нагрузок производится с использованием укрупненных удельных нагрузок.

$$P_p = P_{уд} \cdot n, \quad (3)$$

где $P_{уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников садика;

n – количество детей.

Расчетная нагрузка детского сада равна:

$$P_p = 0,25 \cdot 450 = 112,5 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi = 112,5 \cdot 0,2 = 22,5 \text{ кВар};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{112,5^2 + 22,5^2} = 114,7 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{114,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 165,5 \text{ кВА.}$$

Аналогично рассчитывается каждый объект, строение или промышленный потребитель подробный расчёт показан в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета электрических нагрузок существующих объектов восточной части города Зея

Объект		$P_{удел},$ кВт/кв	n	tgφ	$P_{ржд},$ кВт	$Q_{ржд},$ квар	S, кВА	I, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Насосная		350	1	0.75	350	262.5	437,5	631,5
Водокачка	-	230	1	0,75	230	172.5	287,5	414,9
Гаражный комплекс	-	0,6	25	0,2	15	3	15,297	23,3
Пилорама	500 м	0,23	1	0,7	115	80,5	140,375	165,98
Хлебопекарня	0.25 кВт/ место	150	1	0,2	37.5	7.5	38.24	54,13
Контора		3	1	0,2	3	0,6	3,06	4,330
Пилорама	150 м	0,23	1	0,7	34,5	24,15	42,11	49,79
Гаражный комплекс	-	0,4	15	0,2	6	1,2	6,11	8,66
2 этажный жилой дом	12 кв	4,3	12	0,2	51,6	10,32	52,6	75,92
Киоск	-	0.4	13	0.2	5.2	1.04	5.3	7.65
Сейсмостанция	1.04 кВт/ место	64	1	0,2	66,56	13,312	67,88	95,26
Детский сад	450	0,25	1	0,2	112,5	22,5	114,7	165,5
2 этажный жилой дом	16 кв	3,85	16	0,2	61,6	12,32	62,82	37,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Гаражи		3	6	0,2	18	3,6	18,35	25,98
АЗС	-	15	1	0,75	15	11,25	18,8	23,3
2 этажный жилой дом	12 кв	4.3	12	0.2	51.6	10.32	52.6	75.92
2 этажный жилой дом	12 кв	4.3	12	0.2	51.6	10.32	52.6	75.92
5 этажный жилой дом	30 кв	2,9	30	0,2	87	17,4	88,72	128,06
5 этажный жилой дом	30 кв	2,9	30	0,2	87	17,4	88,72	128,06
2 этажный жилой дом	16 кв	3,85	16	0,2	61,6	12,32	62,82	37,2
Бойлерная		34	1	0,75	34	25,5	42,50	49,1
Магазин София	80м	0,25	2	0,75	20	15	25	28,9
Детский сад	400	0,25	1	0,38	100	38	106,9	144,3
2 этажный жилой дом	10 кв	3,85	10	0,2	38,5	7,7	39,26	55,57
2 этажный жилой дом	12 кв	4.3	12	0.2	51.6	10.32	52.6	75.92
Насосная	-	30	1	0,75	30	22,5	37,5	46,6
Холодная вода	-	30	1	0,75	30	22,5	37,5	46,6
Котедж		3.5 кВт/квартира	3	0,2	10,5	2,1	10,7	15,15

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сигнализация ЗГЭС		0.25 кВт/м ²	30	0,2	7,5	1,5	7,6	10,8
Частный сектор Гаежный-2	3.5 кВт/квартира	3,5	4	0,2	14	2,8	14,28	20,2
Гаражный комплекс	-	0,6	34	0,2	20,4	4,08	20,59	29,4
котеджи		3.5 кВт/кварти ра	8	0,2	28	5,6	28,5	40,4
Шохинская дача	-	0.4	13	0.2	5.2	1.04	5.3	7.65
Гаражный комплекс	-	0,6	28	0,2	16,8	3,36	17,13	24,2
Профилакторий		0.25 кВт/ место	150	0,2	37,5	7,5	38,2	54,12
Гаражи	-	0,6	12	0,2	7,2	1,44	7,34	10,392
частные дома одноквартирн.	1 кв	10	8	0,2	80	16	81,58	115,5
Магазин продовольств.	80м	0,25	1	0,75	20	15	25	36,08
Баня		23	1	0,2	23	4,6	23,46	33,2
Кафе Багульник	0.25 кВт/м ²	0,25	120	0,2	30	6	30,59	43,3
Частный сектор	3.5 кВт/квартира	3,5	7	0,2	24,5	4,9	24,98	35,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Гаражи	-	0,6	6	0,2	3,6	0,72	3,67	5,196
частные дома двухквартирные.	5.5 кВт/квартира	5,5	3	0,2	16,5	3,3	16,83	23,8
СЭС		0.46 кВт/ место	300	0,2	138	27,6	140,73	199,18
МТС		0.46 кВт/ место	73	0,2	33.58	6.716	34,16	48,35
Киоск		3	1	0,2	3	0,6	3,059	4,33
частные дома одноквартирн.	3.5 кВт/квартира	3,5	5	0,2	17,5	3,5	17,8	25,25
Школа	500 учаш.	0,25	1	0,38	125	47,5	133,72	193
ФНС		0.054 кВт/м ²	500	0,2	27	5,4	27,53	38,97
Дом детского творчества Ровесник		0.14 кВт/м ²	150	0,2	21	4,2	21,416	30,311
частные дома двухквартирные	5.5 кВт/квартира	5,5	3	0,2	16,5	3,3	16,83	23,8
Тир		3	1	0,2	3	0,6	3,059	4,33
Боксерский зал	0.25 кВт/ место	0,25	75	0,2	18,75	3,75	19,12	27,06
Джипмоторс	0.87 кВт/м ²	0,87	600	0,2	32,4	6,48	33,042	46,7
Одноквартирные дома	3.5 кВт/квартира	3,5	6	0,2	21	4,2	21,416	30,31

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Двухквартирные дома	5,5 кВт/квартира	5,5	1	0,2	5,5	1,1	5,6	7,9
2-этажный жилой дом	20 кв	3,4	20	0,2	68	13,6	69,35	100,093
частные дома одноквартирные	3,5 кВт/квартира	3,5	9	0,2	31,5	6,3	32,12	45,47

Подробный план восточной части города Зея приведен на 1 листе графической части выпускной квалификационной работы.

3.2 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.

$$P_{p.l} = P_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зdi} \quad (4)$$

$$Q_{p.l} = Q_{зд.max} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зdi} \quad (5)$$

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

$P_{зdi}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВар;

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

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. Сначала были рассчитаны нагрузки существующей схемы электроснабжения, таблица 1, было выяснено что немалое количество ТП перегружены, и было принято решение о частичной реконструкции сети. В

данном разделе рассчитаем нагрузки разработанной схемы, рассмотрим на примере ТП 39 Ф 11. От первого фидера питаются объекты насосная и водокачка.

$$P_{p1} = P_{pнас} + P_{pводок} \cdot \kappa_y = 350 + 0.6 \cdot 230 = 488 \text{ кВт};$$

$$Q_{p1} = Q_{pнас} + Q_{pводок} \cdot \kappa_y = 262,5 + 0.6 \cdot 172,5 = 366 \text{ кВар}.$$

Причём у объекта насосная нагрузка наибольшая, составляет 350 кВт, следовательно, к ней прибавляются надбавки от наименьших нагрузок, которые берутся из [17].

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 _p , кВт	Q _p , квар	S _p , КВА
1	2	3	4	5
39	1	488	366	610
42	1	15	3	15.30
43	1	115	80.5	140.38
	2	37.5	7.5	38.24
44	1	86.1	34.4	92.72
	2	23	9.2	24.77
	3	6	1.2	6.12
45	1	112.5	22.5	114.73
	2	66.56	13.3	67.88
	3	61.6	12.32	62.82
	4	5.2	1.04	5.30
46	1	18	3.6	18.36
47	1	87	17.4	88.72
	2	87	17.4	88.72
	3	61.6	12.32	62.82
48	1	34	25.55	42.53
	2	20	15	25.00
	3	100	38	106.98
	4	38.5	7.7	39.26
	5	51.6	10.32	52.62
49	1	30	22.5	37.50
	2	21.5	4.1	21.89

Продолжение таблицы 4

	3	10.5	2.1	10.71
	4	30	22.5	37.50
50	1	20.4	4.08	20.80
	2	28	5.6	28.55
51	1	5.2	1.04	5.30
52	1	8.9	3.56	9.59
	2	8.2	3.23	8.81
53	1	37.5	7.5	38.24
	2	161.3	64.52	173.73
34	1	80	16	81.58
	2	27.2	12.4	29.89
	3	43	19.6	47.26
35	1	33.58	6.7	34.24
	2	3.6	0.72	3.67
	3	138	27.6	140.73
	4	75.6	30.24	81.42
36	1	125	47.5	133.72
	2	48	9.6	48.95
	3	24	6.8	24.94
37	1	21	4.2	21.42
	2	18.75	3.75	19.12
	3	3	0.6	3.06
	4	32.4	6.48	33.04
181	1	56.3	22.52	60.64
	2	45.36	18.14	48.85

3.3 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.

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. Различают следующие варианты схемы сети 0.4 кВ: петлевая, кольцевая, 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 самонесущих изолированных проводов, СИП-1. СИП-1 применяется для магистралей воздушных линий электропередачи и линейных ответвлений от ВЛ на номинальное напряжение до 1 кВ включительно номинальной частотой 50 Гц. С помощью СИП-4 будем выполнять ответвления от ВЛ к вводу и для прокладки по стенам зданий и инженерных сооружений. Для подключения многоквартирных домов, общественных зданий и сооружений воспользуемся кабелем, прокладываемом в траншеях на глубине 0.7 м. Распределительная сеть 0.4 кВ выполнена в основном магистральными одноцепными линиями с ответвлениями. Конструкция сети 0,4 кВ принимается на базе железобетонных опор.

В местах изменения направления трассы ВЛ на угол до 60° и 45° устанавливаются угловые промежуточные опоры УПЗ и УП4. На прямых участках ВЛ, при смене сечения провода и на концах ВЛ устанавливаются концевые (анкерные) опоры КЗ, К4. В местах изменения направления трассы ВЛ на угол поворота до 90° устанавливаются угловые анкерные опоры УАЗ, УА4. Опоры являются концевыми в сторону ответвления, следующая опора ответвления промежуточная. В местах изменения направления магистрали ВЛ на угол поворота от 0° до 90° устанавливаются ответвительные угловые опоры ОУЗ. При пересечении ВЛ с улицами, автомобильными дорогами устанавливаются переходные промежуточные опоры. Пролеты между опорами принимаются 40 – 45 м, а их ответвления к вводам не превышают 10 м.

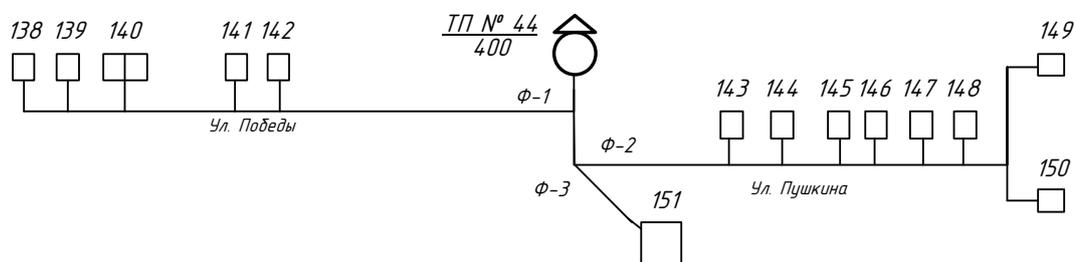
Крепление, СИП и присоединение к СИП производится при помощи специальной линейной арматуры.

Расстояние от СИП ВЛ до поверхности земли проезжей части улиц при наибольшей расчетной стреле провеса должно быть не менее 5,5 м, а расстояние до поверхности непроезжей части улиц при наибольшей стреле провеса СИП – не менее 4 м.

Расстояние от СИП ВЛ до тротуаров и пешеходных дорожек при пересечении непроезжей части улиц ответвлениями от магистрали к вводам должно быть не менее 3,5 м. Расстояние от поверхности земли до СИП перед вводом должно быть не менее 2,5 м.

Глубина залегания опор в грунт 2 – 2,2 м . Все траверсы заземляются с помощью заземляющего проводника ЗП2 диаметром 6 мм, который присоединяется к верхнему заземляющему выпуску стойки зажимом ПС1 – 1, к нулевому проводу зажимом.

На опоре предусматривается установка светильников с лампами ДНаТ, ЖКУ 01 – 250.



 - одноквартирные дома;

 - двухквартирный дом.

Рисунок 3 – Участок электрической сети 0,4 кВ

3.4 Выбор и проверка сечений линий распределительной сети 0.4 кВ

3.4.1 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ

Сечение проводников 0,4 кВ, должны удовлетворять достаточной механической прочности, прохождению тока нагрузки без перегрева выше допустимых температур. Сечение должно удовлетворять допустимой потере напряжения, срабатыванию коммутационно-защитной аппаратуры при токах

короткого замыкания. Минимальная механическая прочность проводов и кабелей 0,4 кВ составляет 25 мм². Однако на магистралях, выполненных с помощью СИП рекомендуется сечение не менее 50 мм² [15]. Также количество сечений должно быть минимальным, для удобства прокладки трассы и замены в случаях повреждения. Сечение проводов и кабелей, определяют по длительно допустимому току, и проверяются по допустимой потере напряжения. Сечение кабелей определяют по следующим формулам, для трёхфазной сети:

$$I_p = \frac{S_{p.л.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ли}} \quad (6)$$

Для двухфазной сети:

$$I_p = \frac{S_{p.л.}}{2 \cdot U_{ф}} \quad (7)$$

Для однофазной сети:

$$I_p = \frac{S_{p.л.}}{U_{ф}} \quad (8)$$

По расчётному току нагрузки принимаем сечение, имеющее длительно допустимый ток превышающий расчётный. Также в случае прокладки кабелей необходимо учитывать условия прокладки, и количество параллельно проложенных линий. Расчётный ток кабеля должен удовлетворять следующему условию:

$$I_p \leq I_{дон} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3, \quad (9)$$

где $I_{дон}$ – длительно допустимый ток, А;

k_1 – коэффициент, зависящий от температуры окружающей среды;

k_2 – коэффициент для кабелей, проложенных в коробах;

k_3 – коэффициент, учитывающий условия перегрузки кабеля в послеаварийном режиме.

Рассмотрим выбор линий 0,4 кВ питающихся от Ф1 ТП 42.

Зная активную и реактивную мощность указанную в таблице 4, определим расчетный ток для Ф2 ТП42:

$$I_{42-1} = \frac{\sqrt{P_{\phi 42-1}^2 + Q_{\phi 42-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{15^2 + 3^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 31,87 \text{ А}$$

Выбираем провод сечением 50 мм², с допустимым током 168А.

Данные по сечениям всех линий и участков сведём в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчётные нагрузки на отходящих фидерах 0,4 кВ

№ ТП	№ фидера	Длина, м	Расчётный ток, А	Сечение, мм ²	Длит. Доп. ток, А
1	2	3	4	5	6
39	1	250	180,3	СИП 2Ах120+70	300
42	1	280	31,87	СИП 2А+54	168
43	1	250	202.61	СИП 2Ах120+70	300
	2	280	55.20	СИП 2Ах50+54	168
44	1	200	133.83	СИП 2Ах50+54	168
	2	230	35.75	ААБЛУ 3х35	145
	3	210	8.83	ААБЛУ 3х35	145
45	1	80	165.60	СИП 2Ах70+54	213
	2	330	97.97	СИП 2Ах50+54	168
	3	350	90.67	СИП 2Ах50+54	168
	4	200	7.65	ААБЛУ 3х35	145
46	1	250	26.50	СИП 2Ах50+54	168
47	1	600	128.06	СИП 2Ах70+54	213
	2	100	128.06	СИП 2Ах70+54	213
	3	150	90.67	СИП 2Ах50+54	168
48	1	130	61.39	СИП 2Ах50+54	168
	2	200	36.08	СИП 2Ах70+54	145
	3	75	154.41	СИП 2Ах70+54	213
	4	150	56.67	СИП 2Ах50+54	168
	5	130	75.95	СИП 2Ах50+54	168
49	1	330	54.13	СИП 2Ах50+54	168
	2	530	31.59	СИП 2Ах50+54	168
	3	200	15.46	ААБЛУ 3х35	145
	4	100	54.13	СИП 2Ах50+54	168
50	1	350	30.03	СИП 2Ах50+54	168
	2	150	41.21	СИП 2Ах50+54	168
51	1	350	7.65	ААБЛУ 3х35	145
52	1	540	13.84	СИП 2Ах50+54	168
	2	120	12.72	ААБЛУ 3х35	145
53	1	360	55.20	СИП 2Ах50+54	168
	2	270	250.75	СИП 2Ах120+70	300

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
34	1	690	117.76	СИП 2Ах70+54	213
	2	356	43.15	СИП 2Ах50+54	168
	3	400	68.21	СИП 2Ах50+54	168
35	1	150	49.42	СИП 2Ах50+54	168
	2	450	5.30	ААБЛУ 3х35	145
	3	320	203.13	СИП 2Ах120+70	300
	4	180	117.52	ААБЛУ 3х120	300
36	1	250	193.01	ААБЛУ 3х120	300
	2	360	70.65	СИП 2Ах50+54	168
	3	140	36.00	ААБЛУ 3х35	145
37	1	190	30.91	СИП 2Ах50+54	168
	2	250	27.60	СИП 2Ах50+54	168
	3	320	4.42	ААБЛУ 3х35	145
	4	350	47.69	ААБЛУ 3х35	145
181	1	400	87.52	СИП 2Ах50+54	168
	2	540	70.51	СИП 2Ах50+54	168

Выбранное сечение провода необходимо проверить в послеаварийном режиме, при отключении линии №1 ТП42.

Величина тока в послеаварийном режиме составляет:

$$I_{п/а} = \frac{\sqrt{(P_{п.л.} + P_{об.})^2 + (Q_{п.л.} + Q_{об.})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = \frac{\sqrt{(33.2 + 15.7)^2 + (15.7 + 6.42)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 73,6 \text{ А} \quad (10)$$

3.4.2 Проверка выбранных сечений на потерю напряжения

Распределительные сети 0,4 кВ проверяются на максимальную потерю напряжения от центра питания до удалённого потребителя. Допустимая потеря напряжения устанавливается исходя из устройств ПБВ. Как правило, нужно проверять удалённых потребителей.

. Для расчёта потери напряжения выберем самый длинный участок, фидер 11 ТП № 47.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \sum \frac{I_i \cdot L_i \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% , \quad (11)$$

где I – рабочий максимальный ток;

L – длина линии, км;

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

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

$$\Delta U_{\text{ТП47/4-5}} = \frac{25,63 \cdot 0,06 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,64 \cdot 0,98 + 0,08 \cdot 0,196) \cdot 100\% = 1,02 \%$$

Далее рассчитываются потери напряжения на остальных участках ВЛИ питающих наиболее удаленный объект. Суммарные значения потерь напряжения по каждой отходящей линии приведены в таблице 6.

Потери напряжения по линиям 0,4кВ приведены в следующей таблице 6.

Таблица 6 – Потери напряжения и электроэнергии по линиям 0,4 кВ

№ ТП	№ фидера	ΔU , %
1	2	3
39	1	3.32
42	1	4.07
43	1	2.62
	2	3.71
44	1	3.98
	2	4.35
	3	3.91
45	1	3.55
	2	3.82
	3	4.56
	4	1.69
46	1	4.42
47	1	1.02
	2	4.51
	3	3.35
48	1	2.69
	2	2.10
	3	1.94
	4	4.27
	5	3.00
49	1	2.31
	2	0.23
	3	0.70
	4	0.44
50	1	1.54
	2	0.36
51	1	2.04

Продолжение таблицы 6

1	2	3
52	1	1.15
	2	1.18
53	1	1.60
	2	1.18
34	1	1.93
	2	0.96
	3	3.03
35	1	2.59
1	2	2.40
	2	4.45
	3	4.21
	4	2.97
36	1	3.88
	2	4.64
	3	2.98
37	1	3.50
	2	3.64
	3	4.38
	4	2.89
181	1	2.47
	2	4.51

4 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение сети зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удалённости их от источника питания, конфигурации сети и т. д. Существенные из этих факторов являются: мощность, передаваемая по сети $P_{P\Sigma}$ и длина линии сети l . При повышении номинального напряжения снижаются потери активной мощности, сечение линии, но растёт пропускная способность линии. Рациональное напряжение определяем по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_{P\Sigma}} \quad (12)$$

где l – наибольшая длина линии;

$P_{P\Sigma}$ – суммарная активная расчётная нагрузка.

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{6 + 16 \cdot 2,52} = 29,538 \text{ кВ} \quad (13)$$

Принимаем номинальное напряжение по высокой стороне ПС Базовая 35 кВ.

По низкой стороне согласно [24] экономически оправдано осуществлять передачу электроэнергии по линиям 10 кВ от шин понижающей подстанции при расстоянии до 2,5 км. Так же напряжение 10 кВ является наиболее экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ.

5 Выбор числа и мощности ТП с учётом КРМ

5.1 Выбор компенсирующих устройств 0,4 кВ

Согласно [6] для обеспечения устойчивости энергосистемы, и повышения надёжности энергоснабжения установлены предельные значения коэффициентов реактивной мощности, по классам номинального напряжения. Расчёт компенсации будем проводить вместе с выбором трансформаторов, причем компенсировать начнём с сети 0.4 кВ. В качестве средств компенсации реактивной мощности применяют шунтовые батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, статические компенсаторы реактивной мощности, управляемые реакторы и асинхронизированные турбогенераторы. В нашем случае будем применять батареи конденсаторов.

Рассмотрим методику расчёта и выбора компенсирующих устройств. Сначала необходимо найти требуемую мощность компенсирующих устройств, по формуле.

$$Q_{K\text{Утребуемая}} = Q_{MAX} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} \quad (14)$$

где P_{\max} – максимальная активная мощность, МВт.

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 0,4 кВ составляет 0,35 согласно [13].

В том случае, если на стороне низшего напряжения две секции шин, то определяем мощность компенсирующих устройств на одну секцию шин, по формуле, в случае же одной секции мощность будет равна, выше найденной, по формуле.

$$Q_{куш} = \frac{Q_{ку}}{2} \quad (15)$$

Выбираем мощность шунтовых конденсаторов и их количество, и определяем фактическую мощность, после определяем некомпенсированную мощность на одну, или две секции шин, по формулам:

$$Q_{нес} = Q_{p\Sigma} - Q_{факт} \quad (16)$$

Рассмотрим выбор компенсирующих устройств на примере насосной станции.

$$Q_{КУнеск} = Q_{КУтребуемая} - 2 \cdot Q_{КУфак} = 35 - 2 \cdot 0,45 = 34,1 \text{ кВар} \quad (17)$$

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

5.2 Выбор месторасположения ТП

Схема распределительной сети зависит от категорийности потребителей по надежности электроснабжения. В нашем случае преобладают потребители второй и третьей категории, перерыв в электроснабжение которых не должен превышать 2 часа.

В настоящее время наиболее рациональной считается петлевая и двухлучевая схема, которые и будут использоваться. Потребителей третьей категории по надежности, имеющих небольшую мощность будем запитывать от ближайших РУ радиальной линией.

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

В нашем случае расположение ТП будет соответствовать их существующему расположению, что позволит избежать дополнительных расходов на отвод земли.

Схема питания одно-, двухквартирных жилых домов, магазинов, дач и гаражей осуществляется по радиальному принципу. Следует учитывать возможность питания всех потребителей от одного трансформатора в утяжеленном или послеаварийном режимах.

5.3 Выбор схемы и конструкции ТП

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 4:

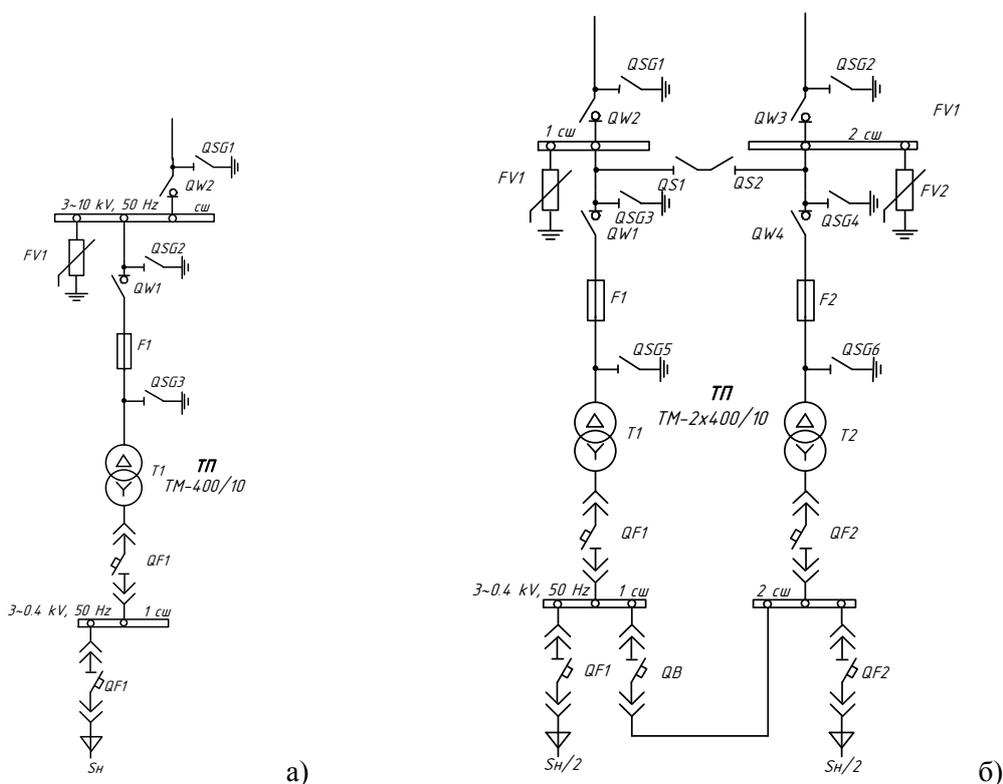


Рисунок 4 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с одним и 2-мя трансформаторами

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 восточной части города Зея Ф11 и Ф5 приведены на 3 листе графической части выпускной квалификационной работы.

5.4 Выбор трансформаторов на ТП

Мощность трансформаторов на подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80 % [15], на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток.

Рассмотрим выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ТП, которым необходима реконструкция, то есть замена старых ТП на новые. Так как электроприемники рассматриваемого района относятся к II и III категории надежности электроснабжения, то реконструкцию сети будем производить с использованием двух и одното трансформаторных ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3}, \quad (18)$$

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 одното трансформаторных – 0,85.

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

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

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (19)$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (20)$$

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

На подстанциях будем применять трансформаторы типа ТМ – масляный трансформатор.

Рассмотрим выбор силового трансформатора на примере подстанций № 43.

$$S_{Т43} = \frac{\sqrt{P_{p43}^2 + Q_{неск43}^2}}{n \cdot k_3} = \frac{\sqrt{152,5^2 + 88^2}}{2 \cdot 0,7} = 125,8 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора типа ТМ, мощностью 160 кВА [7].

Проверим правильность выбора с помощью коэффициентов загрузки.

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{p43}^2 + Q_{неск43}^2}}{2 \cdot S_{тр}} = \frac{\sqrt{152,5^2 + 88^2}}{2 \cdot 160} = 0,55,$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{p43}^2 + Q_{неск43}^2}}{(2 - 1) \cdot S_{тр}} = \frac{\sqrt{152,5^2 + 88^2}}{160} = 1,1.$$

Трансформаторы загружены оптимально.

Сведём результаты расчёта в таблицу 7.

Таблица 7 – Данные по силовым трансформаторам

Номер ТП	Расчётная мощность, кВА	Трансформаторы	Коэффициент загрузки, $k_{нор}/k_{па}$
1	2	3	4
39	486,9	2xТМ-400	0,61/1,22
42	108,36	1xТМ-100	1,08
43	190,51	2xТМ-160	0,59/1,19
44	100,01	1xТМ-160	0,63
45	126,3	2xТМ-100	0,63/1,26
46	237,43	1xТМ-250	0,95
47	343,32	1xТМ-400	0,86
48	485,54	2xТМ-400	0,61/1,21
49	311,21	2xТМ-250	0,62/1,24

продолжение таблицы 7

50	221,89	1xTM-250	0,88
51	98,36	1xTM-100	0,98
52	86,9	1xTM-100	0,86
53	233,47	1xTM-250	0,93
34	298,7	1xTM-400	0,74
35	236,67	1xTM-250	0,94
36	237,43	1xTM-250	0,94
37	227,68	1xTM-250	0,91
181	198,3	1xTM-250	0,79

5.5 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.

Потери в трансформаторе можно найти по формуле:

$$\Delta S_{mp} = \frac{|S_{наг}|^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{mp} + \Delta S_{xx} \quad (21)$$

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП №43.

$$\Delta S_{mn43} = \frac{|155,31|^2}{10^2} \cdot (2,69 + j15) \cdot 10^{-3} + (0,82 + j8,4) \cdot 10^{-3} = 3,1 + j17,21 \text{ кВА}$$

В случае если на подстанции 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.

$$S_{mp.BH} = \sqrt{(P_{mn} + \Delta P_{mp})^2 + (Q_{mn} + \Delta Q_{mp})^2} \quad (22)$$

$$S_{mp.BH43} = \sqrt{(152,5 + 3,1)^2 + (88 + 17,21)^2} = 187,8 \text{ кВА}$$

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

Сведём данные расчёта в таблицу 8.

Таблица 8 – Данные по потерям в трансформаторах

Номер ТП	ΔP , кВт	ΔQ , квар	ΔS , кВА	$S_{тпBH}$, кВА
39	3,082	17,206	17,48	498,3
42	1,955	7,586	7,83	112,5
43	3,1	17,21	18,3	187,8
44	1,857	10,372	10,53	106,5
45	1,891	7,337	7,58	132,4
46	1,739	6,747	6,97	248,9
47	2,759	15,404	15,46	350,7
48	2,759	15,404	15,46	341,3
49	2,164	12,083	12,275	250,3
50	2,305	12,87	13,07	241,9
51	1,651	6,409	6,62	109,4
52	1,741	9,721	9,87	95,6
53	1,203	2,799	3,05	249,5
34	2,841	15,864	16,12	309,7
35	2,125	5,918	6,29	245,8
36	1,733	9,678	9,83	248,9
37	1,879	7,29	7,53	237,6
181	1,828	7,094	7,32	217,3

6 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ

Для расчёта электрической нагрузки на стороне 10 кВ необходимо брать мощность, приведённую к стороне 10 кВ, т.е. с учётом потерь в трансформаторах, которые были рассчитаны в предыдущем пункте. Расчёт был рассмотрен в предыдущем пункте и данные расчёта приведены в таблице 8, вместе с потерями.

6.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

К питающим и распределительным сетям применяются следующие принципы построения: сети должны устанавливать необходимый уровень надёжности электроснабжения потребителей сеть должна быть простой и безопасной в эксплуатации, иметь оптимальные приведённые годовые затраты.

В процессе реконструкции было выбрано два варианта электрических схем. Первый вариант предусматривает применение конфигурации двухлучевой схемы электроснабжения потребителей. Во втором варианте рассмотрим петлевой принцип. Такие схемы достаточно давно применяются в практике эксплуатации.

Варианты конфигурации распределительных сетей представлены на рисунках 5 и 6.

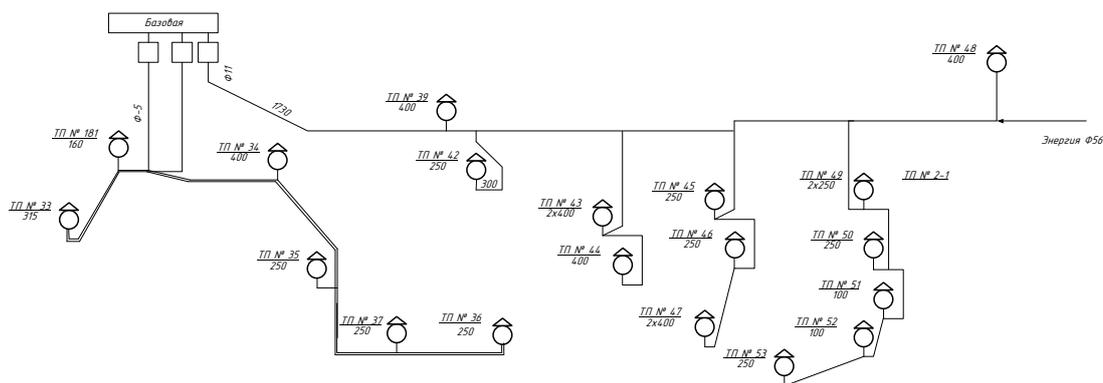


Рисунок 5 – Конфигурация распределительной сети 10 кВ (Вариант 1)

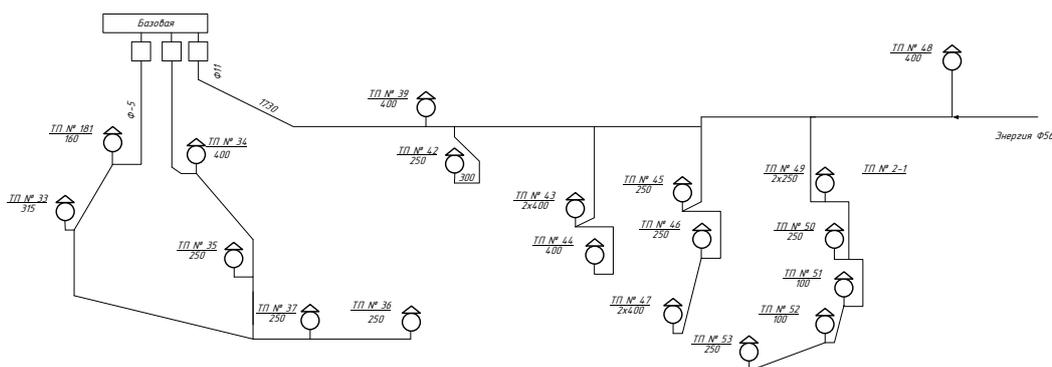


Рисунок 6 – Конфигурация распределительной сети 10 кВ (Вариант 2)

Конфигурация сети выполняется по петлевой схеме, каждый трансформатор может быть запитан с двух сторон, данная схема обуславливается высокой надёжностью и удобством. Потребители более

высокой категории, запитываются от двухтрансформаторных подстанций, с помощью двойных лучевых схем.

Варианты конфигурации распределительной сети 10 кВ распределительной сети восточной части города Зоя приведены на 2 листе графической части выпускной квалификационной работы.

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

6.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ

Расчётные электрические нагрузки определяются умножением суммы расчётных нагрузок трансформаторных подстанций на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов нагрузки. Расчётные нагрузки линий 10 кВ определяют путём суммирования расчётных мощностей трансформаторных подстанций, получающих электроэнергию по данным участкам.

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

$$P_{p6кв} = k_o \cdot \sum_{i=1}^n P_p \quad (23)$$

$$Q_{p6кв} = k_o \cdot \sum_{i=1}^n Q_p \quad (24)$$

Рассчитаем кольцо ТП № 181 представленный на рисунке 6, на головных участках, в нормальном и послеаварийном режимах, в соответствии с формулами.

$$P_{181базов.норм} = 0,8 \cdot (129,864 + 177,739 + 195,491 + 346,057) = 847 \text{ кВт},$$

$$Q_{181базов.норм} = 0,8 \cdot (50,232 + 87,231 + 64,321 + 150,34) = 351 \text{ кВар}.$$

$$P_{181базов.н/а} = 0,8 \cdot (129,864 + 177,739 + 195,491 + 346,057 + 408,009 + 194,155) = 1161 \text{ кВт},$$

$$Q_{181базов.н/а} = 0,8 \cdot (50,232 + 87,231 + 64,321 + 150,34 + 126,19 + 79,492) =$$

= 446,245 квар.

Полную мощность найдём по формуле:

$$S_{p.10кВ} = \sqrt{P_{p.10кВ}^2 + Q_{p.10кВ}^2} \quad (25)$$

Тогда:

$$S_{181базов.н/а} = \sqrt{P_{181базов.н/а}^2 + Q_{181базов.норм}^2} = \sqrt{847^2 + 351^2} = 917 \text{ кВА}.$$

$$S_{181базов.н/а} = \sqrt{P_{181базов.н/а}^2 + Q_{181базов.н/а}^2} = \sqrt{1161^2 + 446,245^2} = 1244 \text{ кВА}.$$

Аналогично рассчитывается каждый головной участок распределительной сети 10 кВ, сведём данные о мощностях на головных участках в нормальном и послеаварийном режимах в таблицу 9.

Таблица 9 – Мощности на головных участках сети 10 кВ

№ головного участка	Режим	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
ТП 181-«Базовая»	послеаварийный	1161	446,245	1244
ТП 181-«Базовая»	нормальный	847	351	917
ТП 39-«Базовая»	нормальный	925,1	391,6	1004,6
ТП 39-«Базовая»	послеаварийный	1456,3	847,6	1684,9

6.3 Выбор сечений распределительных линий 10 кВ

Выбор пропускной способности линий производится по экономическим и техническим требованиям на основании установленного распределения суммарной нагрузки. При расчёте сети учитываются нормальные и послеаварийные режимы работы. Сечение линии выбирают по нагреву и по расчётному длительно допустимому току.

Максимальный расчётный ток в воздушных и кабельных линиях рассчитывается по формуле:

$$I_{\max.p} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (26)$$

где $I_{\max.p}$ – максимальный ток, А;

P_{max}, Q_{max} – потоки активной и реактивной мощности, кВт, квар;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Длительно допустимый ток должен быть больше или равен расчётному току.

$$I_{длительно.доп.} \geq I_{max.p} \quad (27)$$

Рассчитаем сечение питающих линий, на головном участке Ф-5.

$$I_{\Phi 5-39.n/a} = \frac{S_{\Phi 5-39.n/a}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{793,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72,8 \text{ А,}$$

Сечение воздушных линий выполненных с помощью СИП выбираем по послеаварийному режиму. В соответствии [7,8], необходимо принимать СИП не менее 50 мм², и на протяжении всей линии принимать СИП. Таким образом выбираем на данном участке СИП 3 сечением 50 мм², с длительным током 168 А. Сведём результаты расчёта в таблицу 10.

Таблица 10 – Сечение линий на головных участках

№ участка	$I_{норм.реж.},$ А	$I_{п/а.реж.},$ А	Тип линии	$I_{дл.доп.сип.},$ А
Ф11				
Базовая-ТП 39	92,2	140,53	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 39-ТП 42	89,56	114,56	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 42-ТП 43	80,32	111,63	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 43-ТП 44	67,89	110,32	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 43-ТП 45	59,78	89,63	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 45 – ТП 46	45,69	87,967	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 46- ТП 47	30,256	60,23	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 45-ТП 49	25,698	54,423	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 49-ТП 50	21,365	45,252	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 50 – ТП 51	18,524	38,56	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 51- ТП 52	15,63	26,96	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 52 – ТП 53	10,23	20,32	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 49-ТП 48	5,63	9,56	СИП 3-20 – 50мм ²	168
Ф5				
Базовая-ТП 181	72,8	122,874	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 181-ТП 33	65,23	115,982	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 181-ТП 34	50,45	86,96	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 34-ТП 35	41,9	52,3	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 35-ТП 37	25,6	39,8	СИП 3-20 – 50мм ²	168
ТП 37 – ТП 36	15,63	20,36	СИП 3-20 – 50мм ²	168

6.4 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sum \frac{I_i \cdot L_i \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% , \quad (28)$$

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

I_i – расчетный ток протекающий по i -му участку линии;

L_i – длина i -го участка линии, км.

Для примера определим потерю напряжения 1 варианта для участка ТП49-ТП48:

$$\Delta U_{49-48} = \frac{\sqrt{3} \cdot 15,2 \cdot 1,43}{6 \cdot 10^3} \cdot (0,363 \cdot 0,98 + 0,284 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0,28\% \quad (29)$$

Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ определяется аналогично, как и в сетях 0,4 кВ согласно формуле.

Для рассматриваемого участка потеря электроэнергии равна:

$$\Delta W_{49-48} = 0,99 \cdot 3 \cdot (15,2 \cdot 0,5)^2 \cdot 0,52 \cdot 1,33 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 984 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

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

Таблица 11 - Потери напряжения, мощности ВЛ 10 кВ

№ участка	ΔU , %	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч
1	2	3	4
Ф11			
Базовая-ТП 39	0.04	43.66	11169.00
ТП 39-ТП 42	0.03	25.29	64642.50
ТП 42-ТП 43	1.50	0.05	138.47
ТП 43-ТП 44	0.87	0.04	100.98
ТП 43-ТП 45	0.01	0.02	44.37
ТП 45 – ТП 46	0.09	0.27	703.04
ТП 46- ТП 47	0.73	17.75	45365
ТП 45-ТП 49	0.43	9.81	25092
ТП 49-ТП 50	0.01	0.02	38.25

продолжение таблицы 11

ТП 50 – ТП 51	0.04	0.08	190.49
ТП 51- ТП 52	0.58	11.69	29911.50
ТП 52 – ТП 53	0.38	7.33	18742.50
ТП 49-ТП 48	0.28	0.09	984
Ф5			
Базовая-ТП 181	1.79	45.84	11705
ТП 181-ТП 33	0.15	0.60	1548
ТП 181-ТП 34	0.11	0.30	771.12
ТП 34-ТП 35	0.03	0.05	142.29
ТП 35-ТП 37	0.04	0.04	117.05
ТП 37 – ТП 36	0.77	16.68	4258.50

7 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети

При технико-экономическом сравнении вариантов производится оценка экономической эффективности каждого из них. При этом к показателям, по которым варианты могут быть оценены, относят:

- 1) Статические. К ним относятся: простая норма прибыли и простой срок окупаемости.
- 2) Динамические. Эта группа включает такие показатели, как: чисто дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, дисконтированный срок окупаемости, удельные дисконтированные затраты, эквивалентные годовые расходы (приведённые затраты), дисконтированные затраты.

В данной бакалаврской работе оценка экономичности вариантов производится по эквивалентным годовым расходам, которые определяются по формуле:

$$Z = p_n \cdot K + I, , \quad (30)$$

где p_n – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений ($p_n = 0,12$) [22].

K – капитальные вложения в рассматриваемый объект за год;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Капитальные вложения – это вложения, необходимые для сооружения электрических сетей, электрических станций и энергообъектов. Они определяются, как:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \quad (31)$$

где $K_{ВЛ}$ – капитальные вложения на сооружение воздушных линий. Сюда входят затраты на изыскательские работы, подготовку трасы, затраты на приобретение опор, проводов, линейной арматуры, заземлителей, их транспортировку и монтаж;

$K_{ПС}$ – капиталовложения на сооружения подстанций. Их будем определять по укрупнённым стоимостным показателям, как:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{РУ\Sigma} + K_{ПОСТ} + K_{КУ}, \quad (32)$$

где $K_{ТР}$ – рыночная стоимость трансформаторов;

$K_{РУ\Sigma}$ – суммарная стоимость ячеек ОРУ на рассматриваемой ПС;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, включающие стоимость средств пожарной безопасности, контура заземления и т.п.;

$K_{КУ}$ – стоимость принятых к установке БСК.

Для технико-экономического сравнения вариантов эксплуатационные издержки учитываются как процент отчислений от укрупнённых капитальных вложений. Все значения базовых показателей стоимости взяты из укрупнённых стоимостных показателей электрических сетей.

Эксплуатационные издержки включают в себя затраты, связанные с передачей и распределением электроэнергии по сетям, необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и электрических сетей в течение одного года.

В эксплуатационные издержки входят:

1) Суммарные затраты электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей:

$$I_{p\text{ЭО}} = \alpha_{p\text{ЭО}} \cdot K, \quad (33)$$

где $\alpha_{p\text{ЭО}}$ – нормы на обслуживание и ремонт ВЛ, ПС.

2) Отчисления на амортизацию, включающие отчисления на реновацию и капитальные ремонты

$$I_{am} = \frac{K}{T_{cl}}, \quad (34)$$

где K – капиталовложения в ВЛ и ПС;

T_{cl} – срок службы ВЛ и ПС.

3) Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} = C_{0\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (35)$$

где ΔW – потери электроэнергии в ВЛ, трансформаторах и компенсирующих устройствах;

$C_{0\Delta W}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии; равен $2.1 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$. [16]

Таким образом, производится расчёт для выбранной схемы до тех пор, пока не будут определены суммарные эксплуатационные издержки и суммарные капиталовложения в реконструируемой сети. Расчет проводился в программе Mathcad. Результаты расчётов занесены в таблицу 12.

Таблица 12 – Экономические показатели

Показатель	1 вариант	2 вариант
Капиталовложения в подстанции, млн. руб.	2.745	2.883
Капиталовложения в линии, млн. руб.	8.291	7.762
Суммарные капиталовложения, млн. руб.	11040	10.640
Стоимость потерь электроэнергии, млн. руб.	3.963	3.873
Эксплуатационные издержки, млн. руб.	2.283	2.322
Издержки на амортизацию, млн. руб.	5.518	5.322
Суммарные издержки, млн. руб.	8.197	8.031
Среднегодовые затраты, млн. руб.	19230	18680

Анализируя среднегодовые затраты можно сделать вывод, что второй вариант сети наиболее экономически привлекательный вариант, т.к. разница в приведенных затратах составила более 5%.

8 Расчёт токов короткого замыкания

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтральями, 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 35 и 10 кВ

В нашем случае принимаем за расчётные подстанции ТП № 181, и ТП № 39, питающиеся от подстанции Базовая.

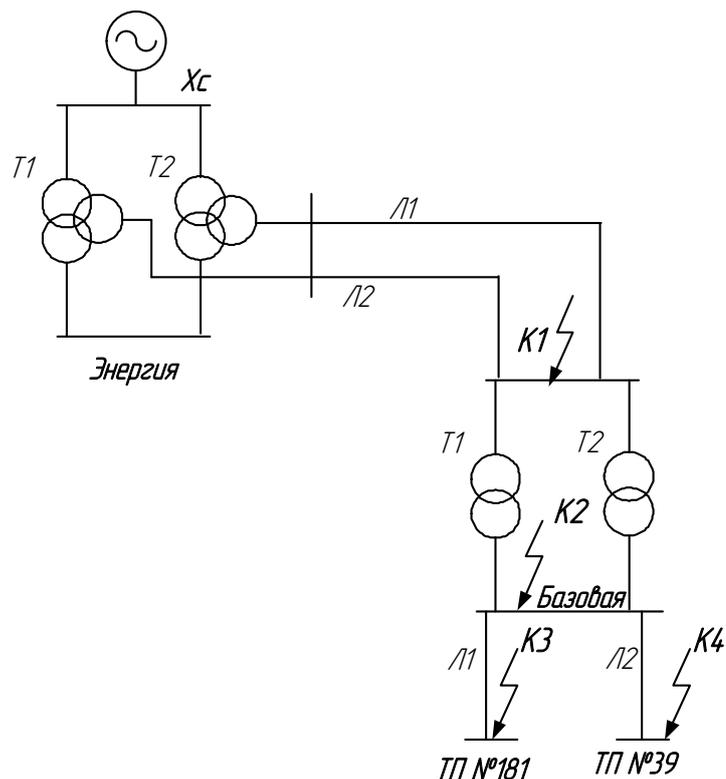


Рисунок 7 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Схема замещения выглядит следующим образом.

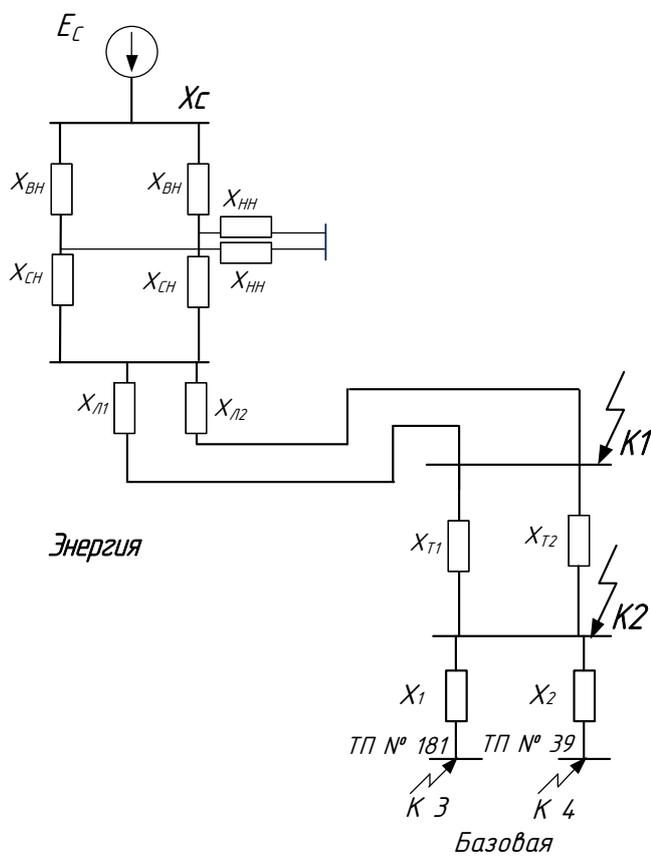


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 35 и 10 кВ

В качестве примера рассчитаем точки КЗ 1, КЗ 2, КЗ 3, КЗ 4. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (36)$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ (информация взята с преддипломной практики).

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 12,3 \cdot 37} = 0,127 \text{ о.е.},$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 35 кВ.

Параметры питающих линий:

Энергия– Базовая:

$L_{л1,2} = 1,3$ км, марка провода АС-185, $x_0 = 0,377$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (37)$$

$$X_{л1,2} = 0,377 \cdot 1,3 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,04 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} = \frac{0,04 \cdot 0,04}{0,04 + 0,04} = 0,02 \text{ о.е.} \quad (65)$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Базовая:

$$X_{\text{тр}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{тр}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 0,833 \text{ о.е.} \quad (38)$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Энергия:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\%. \quad (39)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\%. \quad (40)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (41)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,325 \text{ о.е.} \quad (42)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,175 \text{ о.е.} \quad (43)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (44)$$

$$X_2 = \frac{1}{2} \cdot X_{TB} = \frac{1}{2} \cdot 0,325 = 0,163 \text{ о.е.} \quad (45)$$

Эквивалентирuem схему замещения:

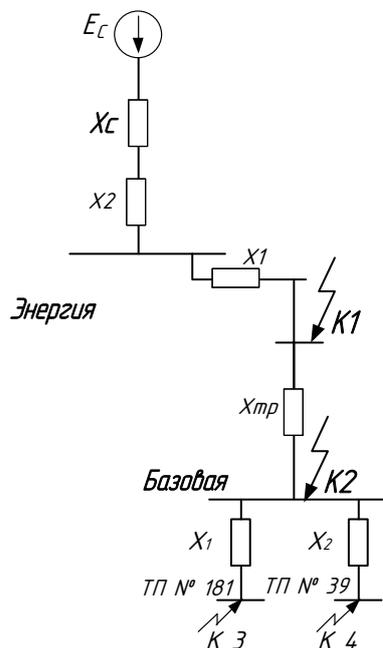


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_2 + X_1 = 0,127 + 0,02 + 0,163 = 0,31 \text{ о.е.} \quad (46)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{\text{тр}} + X_{\Sigma K1} = 0,833 + 0,31 = 1,14 \text{ о.е.} \quad (47)$$

Сопротивление воздушных линий по 10 кВ находится по формуле:

$$X_{ли} = x_{y\partial} \cdot l_i \quad (48)$$

$$X_{Л1} = x_{y\partial.cun50} \cdot l_1 = 0,119 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,06 \text{ о.е.},$$

$$X_{Л2} = x_{y\partial.cun50} \cdot l_2 = 0,119 \cdot (2,4 + 0,3 + 0,67 + 0,82) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,499 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем суммарные сопротивления:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma K2} + X_{Л1} = 1,14 + 0,06 = 1,2 \text{ Ом},$$

$$X_{\Sigma 4} = X_{\Sigma K2} + X_{Л2} = 0,499 + 1,14 = 1,639 \text{ Ом},$$

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (49)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ А}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{пoк1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,31} \cdot 1,56 = 5,032 \text{ кА} \quad (50)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{\sigma 2} = \frac{1}{1,14} \cdot 5,5 = 4,38 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3 относительно ТП 181:

$$I_{\text{п0к3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 3}} \cdot I_{\sigma 2} = \frac{1}{1,2} \cdot 5,5 = 4,58 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3 относительно ТП 39:

$$I_{\text{п0к4}} = \frac{E}{X_{\Sigma 4}} \cdot I_{\sigma 2} = \frac{1}{1,639} \cdot 5,5 = 3,36$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}} \cdot k_{\text{уд}} \quad (51)$$

Согласно [24, с.110] принимаем среднее значение $k_{\text{уд}}=1,608$ для точки К1, $k_{\text{уд}}=1,369$ для точек К2, К3, К4. Тогда ударные токи будут равны:

$$I_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0.1}} \cdot k_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 5,032 = 11,44 \text{ кА},$$

$$I_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0.2}} \cdot k_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot 1,369 = 8,48 \text{ кА},$$

$$I_{\text{уд3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0.3}} \cdot k_{\text{уд3}} = \sqrt{2} \cdot 4,58 \cdot 1,369 = 8,87 \text{ кА},$$

$$I_{\text{уд4}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0.4}} \cdot k_{\text{уд4}} = \sqrt{2} \cdot 3,36 \cdot 1,369 = 6,5 \text{ кА}.$$

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

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{н0}} \quad (52)$$

Тогда токи составят:

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5.032 = 4.36 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4.38 = 3.8 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4.58 = 3.96 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.4} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3.36 = 2.91 \text{ кА}.$$

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 10 кВ. Схемы с точками короткого замыкания представлены ниже.

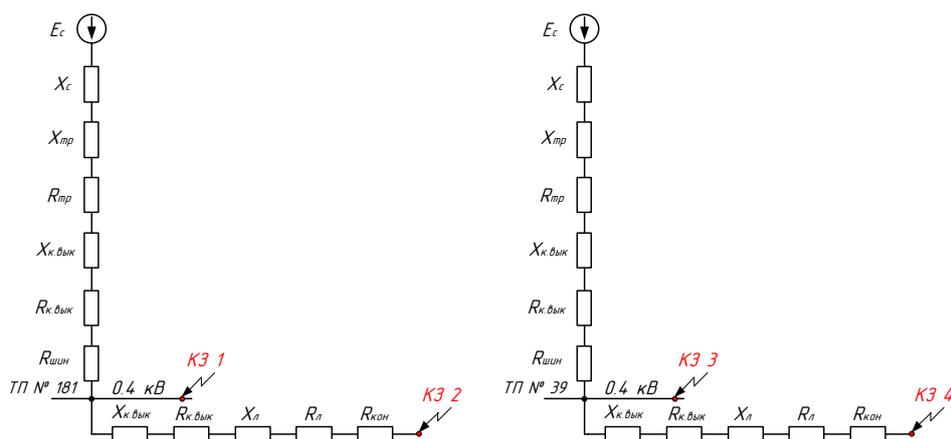


Рисунок 9 – Схемы замещения для расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ

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:

$$I_{\Pi 0} = \frac{U_{\text{CPHH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (53)$$

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

Сопротивление кабелей и воздушных линий:

$$x_i(r_i) = x_{y0}(r_{y0}) \cdot l_i \quad (54)$$

Сопротивление трансформаторов находим по формулам:

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{HH}}^2}{S_{\text{ном.т}}} \quad (55)$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{\text{HH}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2} \cdot 10^6 \quad (56)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (57)$$

Сопротивление системы найдём по формуле:

$$X_C = \frac{U_{\text{HH}}^2}{S_{\text{КЗ}}} \cdot 10^{-3} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.суст.}}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{суст}}} \right)^2 \quad (58)$$

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.суст.}}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{суст}}} \right)^2 = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 1191} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 7,386 \text{ МОм},$$

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{HH}}^2}{S_{\text{ном.т}}} = \frac{4 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{160} = 40 \text{ МОм},$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{\text{HH}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2} \cdot 10^6 = \frac{2,3 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{160^2} = 14,375 \text{ МОм},$$

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

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:

$$R_{\Sigma 1} = R_{тр} + R_{вык400} + R_{шин} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{тр} + X_{вык400} = 7,386 + 37,328 + 0,17 = 44,884 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2} = R_{тр} + R_{вык400} + R_{шин} + R_{вык70} + R_{л} + R_{конт} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 88 + 0,027 = 106,556 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{тр} + X_{вык400} + X_{вык70} + X_{л} = 7,386 + 37,328 + 0,17 + 2 + 4,88 = 51,764 \text{ мОм}.$$

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:

$$I_{y0к1} = \sqrt{2} \cdot I_{н0.1} \cdot \kappa_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 4,879 = 8,97 \text{ кА},$$

$$I_{y0к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н0.2} \cdot \kappa_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,949 = 3,584 \text{ кА}.$$

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:

$$I_{\Pi 0} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (59)$$

Сопротивления линий:

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

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

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1o} = R_{\text{тр}} + R_{\text{вык400}} + R_{\text{шин}} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 1o} = X_{\text{тр}} + X_{\text{вык400}} = 37,328 + 0,17 = 37,498 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2o} = R_{\text{тр}} + R_{\text{вык400}} + R_{\text{шин}} + R_{\text{вык70}} + R_{\text{л.о}} + R_{\text{конт}} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 165,6 + 0,027 = 184,156 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 2o} = X_{\text{тр}} + X_{\text{вык400}} + X_{\text{вык70}} + X_{\text{л.о}} = 37,328 + 0,17 + 2 + 23,84 = 63,338 \text{ мОм}.$$

Найдём ток однофазного тока короткого замыкания в двух точках:

$$I_{\text{п0к1o}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{1\Sigma o})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{1\Sigma o})^2}} =$$

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

$$I_{\text{п0к2o}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{2\Sigma} + R_{2\Sigma o})^2 + (2 \cdot X_{2\Sigma} + X_{2\Sigma o})^2}} =$$

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

Ударный ток находится по формуле и составит:

$$I_{\text{удк1o}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0.1o}} \cdot \kappa_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,71 = 3,145 \text{ кА},$$

$$I_{\text{удк2o}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0.2o}} \cdot \kappa_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 0,536 = 0,985 \text{ кА}.$$

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 13.

Таблица 13 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Симметричное КЗ				Несимметричное КЗ		
	В сети 10 кВ		В сети 0,4 кВ		В сети 10 кВ	В сети 0,4 кВ	
	$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{уд}}$	$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{уд}}$	$I_{(2)\text{кз}}$	$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{уд}}$
К1	1,205	2,333	4,879	8,97	1,044	1,71	3,145
К2	1,191	2,306	1,949	3,584	1,032	0,536	0,985
К3	1,096	2,123	7,203	13,243	0,95	2,617	4,811
К4	2,315	4,482	3,546	6,518	2,005	0,805	1,48
К5	2,277	4,408	6,866	12,622	1,972	2,396	4,404
К6	2,051	3,972	1,839	3,381	1,777	0,365	0,672
К7	1,889	3,658	8,263	15,191	1,636	2,885	5,305

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

9 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:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C}, \quad (60)$$

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

C – коэффициент значение, которого зависит от материала проводника.

$$B_{\text{кз.н}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{отк}}, \quad (61)$$

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

$$B_{\text{кз.а}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot \frac{x}{\omega \cdot r}, \quad (62)$$

где r – активное сопротивление;

x – индуктивное сопротивление.

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

$$B_{\text{кз}} = B_{\text{кз.а}} + B_{\text{кз.н}} \quad (63)$$

Проверим сечение на головных участках распределительной сети 10 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 Базовая.

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.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{5,362 \cdot 10^6}}{95} = 24,374 \text{ мм}^2.$$

Сечение распределительной сети питающейся от подстанции Базовая выбрано, верно.

10 Выбор и проверка оборудования 35 кВ

10.1 Выбор и проверка выключателей

Так как на ПС Базовая установлены масляные выключатели типа С-35 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:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (64)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допускаемое 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:

$$\tau = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (65)$$

где $t_{3 \text{ min}}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{\text{с.в}}$ – 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 (таблица 13).

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (66)$$

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

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ [8].

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (67)$$

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:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (68)$$

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

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 5.032^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 25.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-35П-40/630 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:

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

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,032 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 15,9 \text{ кА.} \quad (69)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей $I_{пт}$ 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. $\gamma_t = I_{пт} / I_{п0} = f(t)$, 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 аperiodической 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 аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

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

Термическая стойкость:

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

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{(2.52)^2 + (1.078)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,104 \text{ кА}. \quad (70)$$

Результаты выбора выключателя на ПС Базовая сведены в таблице 14.

Таблица 14 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=104 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=4.36 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}}=15.9 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=4.19 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=5.032 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11.44 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 25.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

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

10.2 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-35/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=104 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=11.44 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
для главных ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=25.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
для заземляющих ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=850 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=25.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

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

10.3 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 $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}; \quad (71)$$

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 ВН выберем трансформатор тока TG145 -35У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 16.

Таблица 16 – 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
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 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:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (72)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (73)$$

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:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом} \quad (74)$$

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 17.

Таблица 17 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 104 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,44 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 25,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

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

10.4 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.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{\text{ном}}$ - 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 18.

Таблица 18 - 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 ВН ПС Базовая выбираем трансформатор напряжения НАМИ- 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 19.

Таблица 19 - 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	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,92 5	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.92 5	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 20.

Таблица 20 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

11 Выбор и проверка оборудования 10 кВ

11.1 Выбор комплектного распределительного устройство на ПС

Базовая

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Максимальный рабочий ток на стороне НН ПС Базовая:

$$I_{\max p} = \frac{1.4 \cdot S_{THOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 6.3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509 \text{ А.}$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 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.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

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

11.2 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ

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

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 1,205^2 \cdot (1 + 0,01) = 1,467 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (75)$$

где $t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно принимается равной 1с [8];

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [8].

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя (таблица 13).

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

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

$$\tau = 0,01 + t_{c.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1.205 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,45 \text{ кА} \quad (76)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт}=I_{п0}$ (таблица 13).

Определим номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя [18]:

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

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН:

$$I_{\max p} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(2,52)^2 + (1,078)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 158 \text{ А.}$$

Выбираем секционный и вводной выключатель на ПС Базовая марки ВВ/TEL-10-20/630.

Таблица 21 – Данные по выбору секционного и вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{с\text{ет.н\text{ом}}}=10$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{с\text{ет.н\text{ом}}}$
	$I_{НОМ}=630$ А	$I_{\text{ма\text{х}}}=264$ А	$I_{НОМ} \geq I_{\text{ма\text{х}}}$
	$I_{\text{от\text{кл.н\text{ом}}}} = 12,5$ кА	$I_{\text{пт}}=1,205$ кА	$I_{\text{от\text{кл.н\text{ом}}}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.н\text{ом}}} = 10,08$ кА	$i_{\text{ат}}=0,45$ кА	$i_{\text{а.н\text{ом}}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}} = 12,5$ кА	$I_{\text{п0}}=1,205$ кА	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}} = 32$ кА	$i_{\text{уд}} = 2,33$ кА	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156$ кА ² · с	$B_{\text{к}} = 1,467$ кА ² · с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Расчет выбора выключателей по фидерам на ПС Базовая аналогичный.

Результаты выбора выключателей на ПС Базовая по фидерам сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Данные по выбору выключателей фидеров ПС Базовая

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Ф-5			
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{с\text{ет.н\text{ом}}}=10$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{с\text{ет.н\text{ом}}}$
	$I_{НОМ}=630$ А	$I_{\text{ма\text{х}}}=123$ А	$I_{НОМ} \geq I_{\text{ма\text{х}}}$
	$I_{\text{от\text{кл.н\text{ом}}}} = 12,5$ кА	$I_{\text{пт}}=1,191$ кА	$I_{\text{от\text{кл.н\text{ом}}}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.н\text{ом}}} = 10,08$ кА	$i_{\text{ат}}=2,306$ кА	$i_{\text{а.н\text{ом}}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}} = 12,5$ кА	$I_{\text{п0}}=1,191$ кА	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}} = 32$ кА	$i_{\text{уд}} = 2,306$ кА	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156$ кА ² · с	$B_{\text{к}} = 1,467$ кА ² · с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Ф-11			
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{НОМ}=10$ кВ	$U_{с\text{ет.н\text{ом}}}=10$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{с\text{ет.н\text{ом}}}$
	$I_{НОМ}=630$ А	$I_{\text{ма\text{х}}}=141$ А	$I_{НОМ} \geq I_{\text{ма\text{х}}}$

11.3 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-І-1-0,5.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 23.

Таблица 23 – 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
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Расчет производим аналогично.

$Z_{2ном} = 2,6 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне НН.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (77)$$

где $\sum S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} ;$$

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

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k = 0,329 + 0,07 + 0,1 = 0,499 \text{ Ом}$$

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

Таблица 24 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 158 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,33 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1,467 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

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

11.4 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 25.

Таблица 25 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{\text{Обм}}, \text{ ВА}$	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	1	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	1	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,92 5	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.92 5	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 разъединителя представлено в таблице 26.

Таблица 26 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НТ}} \geq U_H$
$S_H = 105 \text{ ВА}$	$S_H = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

11.5 Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{\max p} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(2,52)^2 + (1,078)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 158 \text{ А}; \quad (78)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО:

$$2 \times (6 \times 50) \text{ мм}, S = 297 \text{ мм}^2.$$

$$I_{дон} = 540 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{но} = 1,205 \text{ кА (таблица 13); } T_a = 0,02 \text{ [23]; } i_{yd} = 2,33 \text{ кА (таблица 13).}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{1,467 \cdot 10^6}}{91} = 58,9 \text{ мм}^2, \quad (79)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей [19];

q_{\min} – минимальное сечение провода.

B_k - тепловой импульс тока КЗ (формула 68)

$$q_{\min} < S.$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5$ м [19].

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{j}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{120}} = 17,57 \quad (80)$$

где J - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4; \quad (81)$$

q - поперечное сечение выбранной шины.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2330^2}{1,5} = 10,276 \text{ Н / м} \quad (82)$$

Где $i_{y\partial}$ - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами (м).

Напряжение, в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{10,276 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 0,925 \text{ МПа} \quad (83)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен:

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 85$ МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

11.6 Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа ПС, мощности трансформатора, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без СК, без постоянного дежурства.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учетом коэффициента загрузки и одновременности.

Определяем нагрузку собственных нужд и сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – нагрузка собственных нужд [8]

Вид потребителя	Нагрузка
	P, кВт
Подогрев выключателей	8,5
Подогрев шкафов КРУ	1
Подогрев приводов разъединителей	0,6
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	40
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ	5
Освещение ОРУ	5
Отопление, освещение компрессорной	10
Подзарядно-зарядный агрегат ВЗП	25

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=0}^n P_i ; \quad (84)$$

$$P_{\Sigma} = 8,5 + 1 + 0,6 + 1 + 40 + 5 + 5 + 10 + 25 = 96,1 \text{ кВт.}$$

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (85)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, равный 1 [8].

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma} = \frac{0,96}{1} = 0,96 \text{ МВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{TCH} = \frac{S_{\Sigma}}{k_3 \cdot N_T}. \quad (86)$$

Определяем мощность трансформатора для первой категории:

$$S_{TCH} = \frac{0,96}{2 \cdot 0,7} = 0,586 \text{ МВА.}$$

Выбираем ТМ-630/10 кВА.

11.7 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (87)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

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

Высота изолятора равна $H_{из} = 120 \text{ мм.}$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{9434^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н} ; \quad (88)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100/2}{130} = 1,446 ; \quad (89)$$

Проверка: $F_{расч.} = 22,29 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н}$.

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

Выбор и результаты оборудования приведены на 4 листе графической части выпускной квалификационной работы.

12 Выбор и проверка оборудования 0,4 кВ

12.1 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:

$$I_{ном.расц} \geq I_{ном.прод} \quad (90)$$

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

$$I_{ном.расц} \geq (1,1 \div 1,3) \cdot I_{ном.прод}. \quad (91)$$

$$I_{откл.ном} \geq I_{n0} \quad (92)$$

Проверяется по термической стойкости токам короткого замыкания:

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} \geq B_k \quad (93)$$

По согласованию выбранных элементов сети с номинальным током расцепителя:

$$I_{ном.расц} \leq 1,5 \cdot I_{дл.доп} \quad (94)$$

По чувствительности к токам короткого замыкания:

$$I_{кз.min}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{ср.расц} \quad (95)$$

$$I_{терм} \geq I_{уд} \quad (96)$$

Принимаем к установке, для защиты трансформаторов со стороны 0,4 кВ, автоматические выключатели типа ВА 5739-34 трёхфазные, с номинальным током до 630 А, а для защиты отходящих линий выключатели ВА 5735-34 трёхфазные, с номинальным током до 400 А.

12.2 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.

12.3 Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП

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

$$Z_{2ном} \geq Z_{2расч}, \quad (97)$$

где $Z_{2ном2}$ – сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока, Ом;
 $Z_{расч2}$ – расчётное сопротивление ВА.

$$Z_{расч2} = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_{конт}, \quad (98)$$

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

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

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (99)$$

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} \quad (100)$$

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 28 [5,7].

Таблица 28 – 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:

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

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

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

Сведём данные по трансформаторам тока в таблицу 29.

Таблица 29 – 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
42,45,46,50, 51,52,	T-0,66 У3	660	250	0,4	380	190	0,37
47,49,36,37, 181	T-0,66 У3	660	600	0,4	380	420	0,37
43,44,53,34	T-0,66 У3	660	500	0,4	380	310	0,37
39,48	T-0,66 У3	660	800	0,4	380	580	0.37

13 Молниезащита и заземление ПС Базовая

13.1 Заземление ПС Базовая

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 должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (101)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{11} = 22,7 \text{ Ом.}$$

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

Определим площадь S ПС Базовая 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 $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

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

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (102)$$

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

$$\delta_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \text{ мм} \quad (103)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

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

$$\begin{aligned} \delta_{\text{ср}} &= 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^2 + 0,0104 \cdot \ln(240) + 0,0224 = \\ &= 0,782 \text{ мм;} \end{aligned}$$

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

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя Пс согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

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

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования показанный на листе №5 графической части выпускной квалификационной работы.

, зданий и сооружений ПС, 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:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (104)$$

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

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (105)$$

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:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (106)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q \cdot l_B}{l_B}} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (107)$$

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:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (108)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта ;

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта :

$$\rho_1 = \rho_{\text{Э1}};$$

$$\rho_2 = \rho_{\text{Э2}};$$

Находим отношения по кривой [24]:

$$\rho = \frac{\rho_{\text{Э1}}}{\rho_{\text{Э2}}};$$

Определяем эквивалентное сопротивление грунта двухслойного модели грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_2} \cdot \rho_2 = 100;$$

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

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

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

$$R_{\text{и}} = R_{\text{ст}} \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (109)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (110)$$

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

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

$$R_{\text{и}} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

13.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории ПС необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной 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.

Расчет производится для защиты объектов ПС Базовая, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

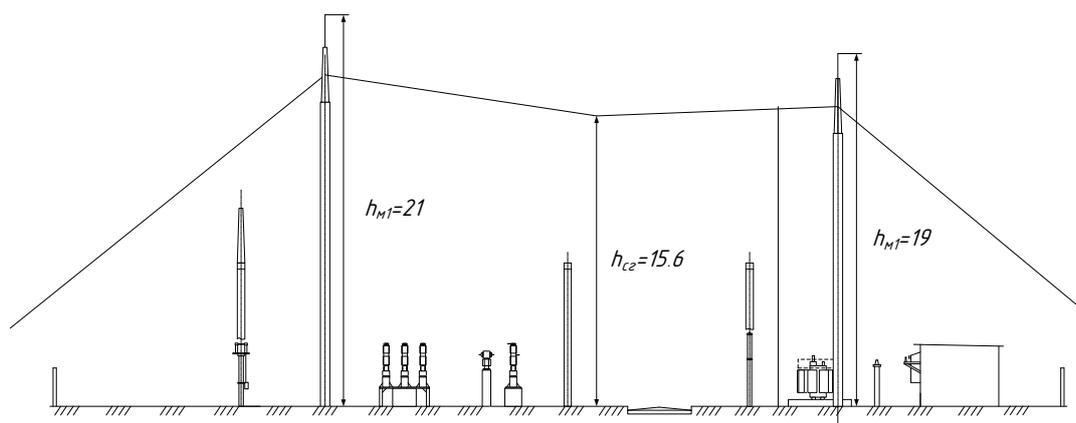


Рисунок 10 - Зоны защиты двойных стержневых молниеотводов

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{\text{эф}} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{\text{эф}1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (111)$$

$$h_{\text{эф}2} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 19 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (112)$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (113)$$

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:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (114)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (115)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 35 кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 \text{ м}, \quad (116)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}} \right) = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1} \right) = 10,2 \text{ м}$$

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

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}} \right) = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м} \quad (117)$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{cl2} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (118)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Базовая приведены на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

13.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжения не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрывку.

ОПН имеют ряд преимуществ по сравнению с ранее используемыми, для защиты от перенапряжений разрядниками:

- благодаря высокой нелинейности варисторов достигается быстрая реакция на импульсные переходные процессы с быстро нарастающим фронтом (грозовые перенапряжения).

- низкий и постоянный уровень защитного напряжения обеспечивает надежную защиту элемента настройки и самого заградителя в целом.

- из-за отсутствия искровых промежутков отсутствует дуга, вызывающая обгорание электродов и, соответственно, выход из строя разрядника.

В целом, использование ОПН в качестве защитного устройства взамен ранее применявшегося для этих целей разрядника позволяет существенно повысить надежность высокочастотного заградителя.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

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

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (119)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [9].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (120)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1- /35/40,5/10/3УХЛ1, [9].

Энергия, выделяемая в ограничителе 3-35 кВ:

$$W = 0,5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0,82 \cdot U_{нр})^2 - (1,77 \cdot U_{но})^2], \quad (121)$$

где C – емкость кабеля или конденсирующей батареи [9];

k – кратность напряжений, [9];

$U_{нр}$ – наибольшее рабочее напряжение сети,

$U_{но}$ – наибольшее дополнительное напряжение ОПН.

$$W = 0.5 \cdot 2 \cdot \left[(2 \cdot 0.82 \cdot 42)^2 - (1.77 \cdot 35.7)^2 \right] = 28,95 \text{ кДж}$$

пределяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (122)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{28.95}{35} = 0.827 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1 с удельной энергоемкостью 7 кДж/кВ.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10,5/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 30.

Таблица 30– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1		
$U_{нро}=40,5 \text{ кВ}$	$U_{нс} =40,5 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} =4,36 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} =1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* =0.827 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10,5/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нро}= 7 \text{ кВ}$	$U_{нс} =10,5 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 1,044 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* =2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* =0,36 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

14 Выбор системы оперативного тока ПС Базовая

Выбор системы оперативного тока

Питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации, включающих и отключающих устройств коммутационных аппаратов осуществляется от специальных источников

оперативного тока. Оперативный ток используется также для аварийного освещения при нарушениях нормальной работы ПС.

Различают системы постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока.

Для ПС Базовая принимаем централизованную структуру системы ОПТ с одним щитом постоянного тока, с одной стационарной аккумуляторной батареей (далее – АБ) и двумя зарядными устройствами (далее – ЗУ).

В качестве АБ выбираем высоко ресурсную мало обслуживаемую промышленную батарею серии VARTA-bloc. Батареи серии VARTA-bloc могут работать как в режимах кратковременной разрядки большими токами, так и в режимах длительной нагрузки. Отличаются повышенной энергоемкостью, не требуют обслуживания в течение первых пяти лет эксплуатации.

Выбор типа элементов батареи осуществляется по каталожным данным производителя, для чего необходимо рассчитать максимальный толчковый ток нагрузки. Для определения максимального толчкового тока необходимо рассмотреть два варианта: включение коммутационного аппарата и отключение наибольшего количества выключателей в аварийном режиме.

Максимальное количество отключаемых выключателей для данной схемы пять, при условии короткого замыкания на системе шин в режиме работы ОРУ-35 кВ с включенным секционным выключателем.

Потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500 (привод электромагнитный универсальный) ток составляет $I_{вкл} = 100$ А, отключающей катушкой – $I_{откл} = 2,5$ А.

Определим максимальный толчковый ток из двух вариантов:

$$I_{T\text{ вкл}} = I_{вкл} + I_{нагр} = 100 + 20 = 120 \text{ А} , \quad (123)$$

где $I_{вкл} = 100$ А – ток, потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$I_{нагр} = 20$ А – максимальный ток постоянно включенной нагрузки системы ОПТ ПС 35 кВ при аварийном разряде в течение 0,5 ч.

$$I_{T\ откл} = I_{откл} \cdot n + I_{нагр} = 2,5 \cdot 5 + 20 = 32,5 \text{ А}, \quad (124)$$

где $I_{откл} = 2,5$ А – ток, потребляемый отключающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$n = 5$ – максимальное количество одновременно отключаемых коммутационных аппаратов.

Толчковый ток при включении выключателя является наибольшим, по нему будем выбирать тип элементов АБ.

В соответствии с [24] предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников системы ОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнивающих зарядов АБ составляет $\pm 10\%$ ($U_{max} = 242$ В, $U_{min} = 197,6$ В). АБ должна обеспечивать максимальный расчетный толчковый ток в конце гарантированного 2-х часового разряда током нагрузки при работе в автономном режиме при потере собственных нужд ПС.

При параллельном резервном режиме эксплуатации допускается максимальное напряжение заряда $U_{зар.эл.} = 2,23$ В на элемент. Определим число элементов $N_{эл.}$:

$$N_{эл.} = \frac{U_{max}}{U_{зар.эл.}} = \frac{242}{2,23} = 108 \text{ шт} \quad (125)$$

Минимальное напряжение на элемент в конце 2-х часового разряда:

$$U_{min\ эл.} = \frac{U_{min}}{N_{эл.}} = \frac{197,6}{108} = 1,83 \text{ В} \quad (126)$$

По каталожным данным выбираем элементы типа Varta Vb-2307 с величиной разрядного тока в конце 2-х часового разряда $I_{p. 2ч} = 122$ А при напряжении $U_{min.эл.} = 1,83$ В.

Выбор зарядного устройства производится с учетом требований [4]: мощность двух ЗУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к системе ОПТ электроприемников ПС с учетом проведения одновременно ускоренного заряда АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

Рассчитаем ток ускоренного заряда для выбранной АБ. Номинальная емкость батареи типа Varta Vb-2307 составляет $C_{AB}=350$ А/ч.

Ток ускоренного заряда до 90% номинальной ёмкости в течение 8 часов:

$$I_{зар. 8ч} = \frac{0,9 \cdot C_{AB}}{8} = \frac{0,9 \cdot 350}{8} = 39,4 \text{ А} \quad (127)$$

Номинальный выходной ток ЗУ:

$$I_{ЗУ} = \frac{I_{зар. 8ч} + I_{нагр}}{n_{ЗУ}} = \frac{39,4 + 20}{2} = 29,7 \text{ А} \quad (128)$$

Принимаем к установке два зарядно-выпрямительных устройства типа НТР-40.220-ХЕТ с номинальным выходным напряжением = 220 В и номинальным выходным током 40 А. Технические характеристики выбранного ЗВУ удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к данным устройствам в [5].

15 Релейная защита, автоматика и сигнализация

15.1 Виды и типы релейной защиты

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить поврежденный участок и отключить его от энергосистемы, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

Релейную защиту принято классифицировать по характеру изменения параметра, на который реагирует защита, по назначению в зависимости от ответственности и порядка работы при КЗ, а также для определенных видов КЗ.

По характеру изменения параметра защиты разделяются на максимальные и минимальные. Защиты, реагирующие на величины токов и напряжений, возрастающие в условиях КЗ, называются максимальными. Защиты, реагирующие на величины напряжения и сопротивления, снижающиеся при КЗ, называются минимальными.

По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при КЗ, защиты классифицируют как основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя. Различают резервные защиты ближнего действия, отключающие повреждения в любой точке защищаемого участка при отказе его основной защиты, и резервные защиты дальнего действия, создающие условия для отключения защищаемого участка при КЗ на смежном участке и отказе защиты или выключателя смежного участка. С целью упрощения резервных защит допускается выполнение их реагирующими только на более частные виды КЗ (однофазные и двухфазные).

Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней. Обычно это простая защита, основанная на другом принципе и отключающая наиболее тяжелые виды КЗ на части защищаемого участка.

По назначению для определенных видов КЗ классификация защит зависит от режима заземления нейтрали сети. Для сети, работающей с эффективно заземленной нейтралью, выделяют защиты от междуфазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные), от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности) и от всех видов

повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а также приставки высокочастотной блокировки).

В зависимости от вида защищаемого оборудования различают защиты воздушных ЛЭП; кабельных ЛЭП; шин; силовых трансформаторов; синхронных компенсаторов; электродвигателей.

Таким образом, можно выделить основные виды релейной защиты оборудования, применяемые в различных системах электроснабжения:

- а) токовая защита – ненаправленная или направленная;
- б) защита минимального напряжения;
- в) газовая защита;
- г) дифференциальная защита;
- д) дистанционная защита;
- е) дифференциально-фазная (высокочастотная) защита.

При проектировании релейной защиты основными требованиями являются: быстродействие, избирательность (селективность), чувствительность, надежность и наличие устройств сигнализации.

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0,1 с момента возникновения нарушения. Быстродействующими являются первые ступени токовых отсечек, дистанционных защит, продольные и поперечные дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

Избирательной считается защита, обеспечивающая отключение только поврежденного элемента энергосистемы. Необходимая избирательность достигается отстройкой от таких величин подводимых к защите параметров, при которых защита данного элемента не должна действовать.

Чувствительной считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности.

Надежной считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в неодинаковых режимах. Различают аппаратную и эксплуатационную надежность. Аппаратная надежность характеризует качество защиты, обеспечивается простотой схем, а также безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью комплектующих элементов. Для сложных защит применяют устройства самоконтроля (функциональный контроль), обеспечивающие, в частности, вывод защиты из работы при ее повреждениях и контроль исправности выходных цепей. Эксплуатационная надежность характеризует устойчивость функционирования и обеспечивается точностью работы и помехозащищенностью, а также реализацией таких основных требований, как быстродействие, избирательность и чувствительность. Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

Наличие устройств сигнализации позволяет судить о правильности работы защиты и автоматики и анализировать порядок протекания процессов при КЗ. Для этой цели применяют различные устройства регистрации аварийных событий.

15.2 Защита силового трансформатора на ПС Базовая

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

– Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На ПС Базовая 35/10 кВ установлены два трансформатора мощностью 6,3 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

15.2.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (129)$$

Где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора на ПС Базовая;

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

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 364 \text{ А}$$

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

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.Н}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (130)$$

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:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 600 / 5 = 120$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 600 / 5 = 120$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = \frac{104}{120} = 0,87 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = \frac{364}{120} = 3,033 \text{ А}$$

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.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = 0,87 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = 3,033 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

15.2.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на

выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

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

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

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

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 11. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

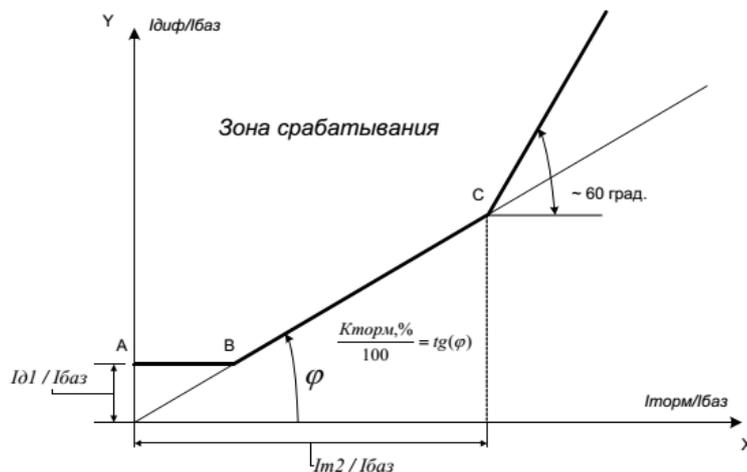


Рисунок 11– Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1} / I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм, \%}$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2} / I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{\text{ном.ВН}}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{\text{д1}}/ I_{\text{ном.ВН}}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{\text{торм}}$, % и ДЗТ-2 – $I_{\text{т2}}/ I_{\text{ном.ВН}}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{\text{д1}}/I_{\text{ном.ВН}}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (131)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

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 [23];

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно [23];

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0 [23];

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05[23];

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора [23];

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 [23];

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03[23];

$I_{\text{расч}}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ [23].

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (136)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (137)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T2}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

15.2.3 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.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 3,5 \text{ о.е.}$

15.2.4 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (138)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [24] для городских сетей общего назначения: $K_{\text{зап}}=2,5$;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб.макс}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

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

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 45 = 150 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 261 = 870 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (139)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,044 \cdot 10^3}{150} = 2,4 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,032 \cdot 10^3}{870} = 1,98 > 1,5$$

Защита трансформатора приведена на 7 листе графической части выпускной квалификационной работы.

15.2.5 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном $(1\div 2)\%$ в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель

срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

Результаты выбора защиты трансформатора на ПС Базовая приведена на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

15.3 Автоматика на ПС Базовая

Электроавтоматика включает в себя устройства автоматического повторного включения, автоматического ввода резервного питания, автоматики регулирования напряжения трансформаторов, автоматической частотной разгрузки и другой делительной автоматики.

15.3.1 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [23].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала – $(0,5 \div 1)$ час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно [23] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

Реализовать функцию АПВ питающих линий позволяет выбранное устройство защиты «Сириус-21-Л».

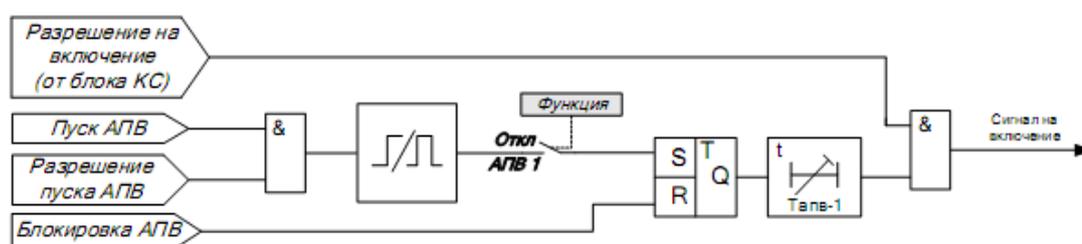


Рисунок 12 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием прием на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии.

15.3.2 Автоматическое включение резерва

Схемы ПС и распределительной сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают принятые схемы питания с двумя трансформаторами, работающими на разные секции шин, с применением АВР на секционном выключателе.

При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения секционного выключателя и составляет $(0,3 \div 0,8)$ с.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

2) Для того, чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3) Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на не устранившееся КЗ.

4) Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в не отключившемся рабочем источнике.

5) Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

6) Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схемы ПС, приведенной на рисунке 12.

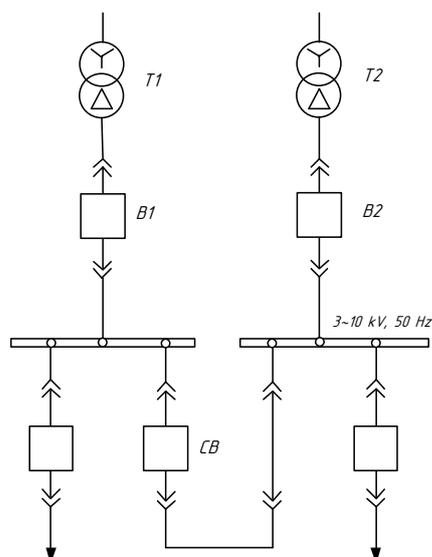


Рисунок 13 – Фрагмент схемы ПС Базовая

Трансформаторы Т1 и Т2 включены на разные секции шин. Секционный выключатель СВ нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель СВ, подключая нагрузку секции, потерявшей питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Принятые к установке трансформаторы имеют мощность, достаточную для питания всей нагрузки ПС.

Функцию АВР секционного выключателя 10 кВ реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-В».

Функцию АВР секционных выключателей 0,4 кВ в РУ НН ТП распределительной сети реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-0,4-ВВ».

16 Сигнализация на ПС Базовая

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;

- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;

- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;

- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов ПС собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация ПС должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;

- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съём звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Центральную сигнализацию ПС позволяет реализовать микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS».

17 Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация ПС Базовая

Телемеханизация объекта энергетики является необходимым условием выполнения требований к информационному обмену телеинформацией с автоматизированной системой Системного оператора ОАО «СО ЕЭС». Кроме того, целью создания системы телемеханики являются:

- автоматизированный контроль и управление, сбор и передача технологической информации по состоянию оборудования главной схемы ПС в вышестоящий диспетчерский центр, предоставление информации инженерному персоналу участка распределительных сетей;
- повышение точности и достоверности технологической информации, что обеспечит надежность и эффективность управления;
- повышение точности замещающих данных коммерческого учета электроэнергии;
- создание основы построения комплексной автоматизированной системы технологического управления.

По принципу общности выполняемых функций все прикладные задачи СТМ объединяются в следующие подсистемы:

- подсистему служб администрирования и вспомогательных служб;

- подсистему сбора и обработки данных;
- подсистему ведения точного времени для компонентов СТМ;
- подсистему дополнительных источников данных;
- подсистему представления данных пользователю;
- подсистему контроля электрического режима.

На уровне представления информации располагаются клиентские приложения, служащие для доступа к информации системы, ее визуализации. Доступ осуществляется как с использованием клиентского программного обеспечения (далее – ПО), так и с использованием локальной сети.

На уровне базы данных реального времени (далее – БДРВ) в темпе реального времени, ведется:

- сбор данных и управление измерительными устройствами;
- обработка собранных параметров;
- контроль и управление режимами работы;
- выполнение необходимых дорасчетов и аналитических задач;
- ведение архивов параметров и событий;
- учет энергии;
- автоматизированный обмен с субъектом ОРЭМ данными реального времени.

Для повышения надежности на данном уровне используется горячее резервирование серверов и предоставляемых сервисов.

На уровне объектных систем измерения и сигнализации осуществляется измерение и сбор данных о параметрах электрического режима, состоянии оборудования, регистрация событий, выполнение локальных алгоритмов управления. В качестве объектовых измерительных систем выступают многофункциональные измерительные приборы и контроллеры сбора ТС. Измерительная информация и сигналы положений коммутационных аппаратов консолидируются на коммуникационном сервере телемеханики ЦППС. ЦППС осуществляет разделение сетей уровня объектных систем от сетей верхнего уровня и централизованный обмен данными с потребителями информации.

СТМ предполагает круглосуточный непрерывный режим функционирования. Возможность этого реализуется применением специализированного оборудования, рассчитанного на непрерывный режим функционирования – измерительных приборов, коммуникационного оборудования, коммуникационных серверов телемеханики ЦППС специализированного исполнения. Для обеспечения возможности технического обслуживания и повышения надежности предусмотрено резервирование наиболее ответственных компонентов СТМ – сервера баз данных технической информации, сервера базы данных реального времени.

Для обеспечения работоспособности комплекса в случае перебоев электроснабжения предусматривается питание оборудования от источников бесперебойного питания (далее – ИБП) мощностью, достаточной для работы оборудования в течение времени ввода резерва энергопитания. Минимальное время автономной работы – 1 час. Если резерв энергопитания не включился, то по истечению данного времени комплекс обеспечивает корректную остановку и замораживание системы. При возобновлении энергопитания комплекс обеспечивает полный автоматический запуск системы.

Бесперебойная работа СТМ обеспечивается также постоянным мониторингом состояния технических и программных средств, каналов связи, измерительных систем. При обнаружении неисправности происходит оповещение персонала о возникших нарушениях, при возникновении неисправности серверов БДРВ происходит автоматическое переключение на резервный комплекс.

Бесперебойный доступ к ресурсам системы достигается наличием на локальных носителях рабочих станций оперативного персонала копии минимально необходимых ресурсов.

Измерительные преобразователи АЕТ-411 выполняют функции сбора, обработки данных измерения, вычисления расчетных параметров, присвоения им метки времени и передачи по запросу в формате открытого протокола.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС не реже чем 1 раз в десять минут.

Сбор данных о положениях коммутационных аппаратов в режиме реального времени производится на уровне контроллера сбора дискретной информации D20S. В контроллере производится присвоение сигналам меток времени и статусных признаков.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС при очередном обращении к данным о положениях коммутационных аппаратов.

Измерение и сбор данных о приеме и передаче активной и реактивной электроэнергии выполняется циклически. Данные интегрируются за интервалы 3, 15, 30 минут и сохраняются в базе данных РСДУ-2.

Данные передаются по цифровым каналам с резервированием по разным трассам.

Для установки оборудования верхнего, среднего и части оборудования нижнего уровня СТМ предусмотрены шкафы (шкаф серверный, шкаф ЦППС, шкаф ТС и т.д.), оборудованные системами климат-контроля, необходимыми для обеспечения требуемого температурного режима внутри шкафа.

Комплекс РСДУ-2, на базе которого реализуется СТМ, является интеграционной платформой и обеспечивает совместимость со смежными автоматизированными системами. На основе РСДУ-2 возможно построение комплекса АСУ ТП ПС.

18 Безопасность и экологичность

В бакалаврской работе проведена реконструкция электроснабжения части города Зезя, в частности сеть 0,4-10 кВ с использованием самонесущих изолированных проводов (СИП), распределительное устройство 35 и 10 кВ подстанции Базовая с целью повышения надежности, замена силовых трансформаторов с превышенными сроками эксплуатации. Необходимость проектирования обусловлена износом значительной части оборудования электрических сетей, низкой надежностью электроснабжения потребителей города.

Для строительства, реконструкции и эксплуатации электросетевого оборудования необходимо рассмотреть такие разделы:

- безопасность (безопасность человека в производственной среде);
- экологичность, т.е. оценить воздействие проектируемых объектов на окружающую природную среду;
- чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при эксплуатации электрооборудования на ПС Базовая.

18.1 Безопасность

18.1.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ

Охрана труда и техника безопасности при строительстве и эксплуатации ВЛ обеспечивается принятием всех проектных решений в строгом соответствии с ПУЭ, «Правилами устройства опытно-промышленных воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами» (ПУ ВЛИ до 1 кВ), «Правилами техники безопасности при производстве электромонтажных работ на объектах Минэнерго», «Методическими указаниями по эксплуатации ВЛИ 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами» и «Электробезопасность при вводе в эксплуатацию, проведении приёмо-сдаточных испытаний и при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами», требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ.

Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующей ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования [14] в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующей ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

18.1.2 Техника безопасности при эксплуатации ТП

Осмотр ТП единолично может производить административно-технический персонал с квалификационной группой по электробезопасности V и оперативный персонал с квалификационной группой по электробезопасности IV, обслуживающий ТП.

При единоличном осмотре запрещается проникать за ограждения и входить в камеры закрытых РУ 6- 10 кВ, не имеющих барьеров. Осмотр производится с порога камеры или стоя перед барьером. При необходимости разрешается для осмотра входить в камеру РУ 6-10 кВ за ограждения в присутствии второго лица с квалификационной группой III и при условии соблюдения расстояния между осматривающим и токоведущими частями не менее 0,7 м. Осмотр подстанций типа КТП производится только через открытые двери без захода в них. При единичном осмотре выполнение работ в РУ 6-10 кВ запрещается.

Оперативное включение и отключение разъединителей и выключателей нагрузки может производить единолично персонал, обслуживающий ТП и

имеющий квалификацию не ниже IV группы. При этом необходимо применять изолирующие защитные средства, запира́ть привод на замок и вывешивать предупредительные плакаты. Для безопасности работы на ТП используются общие и специальные средства защиты.

Общими средствами защиты являются стационарные конструктивные устройства электроустановок: изоляция электрооборудования, заземление конструкций электрооборудования, ограждения, предупредительные плакаты и надписи, блокировочные устройства, складные постоянные лестницы на МТП.

Специальные средства (в дополнение к стационарным) предназначаются для защиты персонала при непосредственном выполнении работы по эксплуатации и ремонту ТП. К ним относятся (основные и дополнительные) изолирующие и временные ограждающие защитные средства.

Основные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи и указатели напряжения; в РУ до 1000 В - диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками и указатели напряжения [14].

Дополнительные изолирующие средства [14]: в РУ свыше 1000 В диэлектрические перчатки, боты и галоши, изолирующие подставки и диэлектрические резиновые коврики; в РУ до 1000 В диэлектрические галоши и резиновые коврики, изолирующие подставки.

Разрешается использовать только испытанные специальные защитные средства и приспособления. Перед началом работы они должны быть осмотрены.

Все необходимые защитные средства и приспособления хранятся в служебном помещении. При выезде к месту работы оперативная бригада перевозит их с собой в автомашине. В закрытых ТП обычно хранятся изолирующие подставки и коврики.

По условиям безопасности работы на подстанциях разделяются на четыре категории:

– выполняемые при полном снятии напряжения, когда все токоведущие части ТП полностью отключены от всех источников питания, включая линейные и кабельные вводы;

– выполняемые при частичном снятии напряжения, когда отключены токоведущие части ТП только тех присоединений или их участков, где производится работа, или когда отключены все присоединения, но имеется напряжение на вводном устройстве (например, не отключен линейный разъединитель на вводе в КТП или не отключена линейная отпайка на МТП);

– выполняемые без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, когда необходимо применять технические и организационные мероприятия для предотвращения возможности приближения к токоведущим частям на расстояние менее 0,7 м работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и когда допускается непосредственно работать на этих частях с помощью изолирующих защитных средств и приспособлений;

– выполняемые без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, когда исключено случайное прикосновение или приближение к токоведущим частям на опасное расстояние работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и не требуется принятия технических и организационных мероприятий.

Первые три категории работ выполняются с применением организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих.

Организационные мероприятия состоят из оформления работ нарядом или распоряжением, допуска к работе, надзора во время работы, оформления перерывов и окончания работ, переводов на другое рабочее место.

Без наряда по устному распоряжению оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом могут производиться работы:

– четвертой категории, выполняемые в порядке текущей эксплуатации и мелкого ремонта;

– небольшие по объему и продолжительности (до одного часа), отнесенные к первой и второй категориям, выполняемые с наложением заземления, а также некоторые работы, отнесенные к третьей категории.

Технические мероприятия при подготовке работ с полным или частичным снятием напряжения выполняются в указанной ниже последовательности:

– отключаются необходимые коммутационные аппараты и принимаются меры против ошибочного или самопроизвольного их обратного включения;

– вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать — работают люди», и при необходимости устанавливаются ограждения;

– присоединяются к заземляющей шине (контуру) переносные заземления, проверяется отсутствие напряжения на части установки, выделенной для работы;

Включаются (после проверки отсутствия напряжения) заземляющие ножи там, где они имеются, или накладываются переносные заземления; вывешиваются плакаты «Работать здесь».

При необходимости производства работ, относящихся к третьей категории, выполняются следующие мероприятия:

– работающие лица принимают безопасное расположение по отношению к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

– применяются основные и дополнительные изолирующие защитные средства, позволяющие работать непосредственно на токоведущих частях;

– ограждаются от случайных прикосновений соседние токоведущие части изолирующими экранами-накладками.

Установка и снятие предохранителей под нагрузкой и под напряжением запрещаются. Допускается как исключение замена закрытых предохранителей под напряжением 0,4 кВ в защитных очках и диэлектрических перчатках или с помощью изолирующих клещей единолично персоналу, имеющему квалификационную группу не ниже III. Замена под нагрузкой допускается только пробочных или трубчатых предохранителей 0,4 кВ закрытого типа с применением защитных средств.

При ревизии трансформатора работать на магнитопроводе и в баке разрешается только после окончания подъема магнитопровода, отвода его в сторону от бака и установки на надежных подкладках. Работать под поднятой крышкой трансформатора допускается только при условии, если между крышкой и баком установлены прокладки (брусья) достаточной прочности для удержания выемной части. До начала сушки трансформатора электрическим током его бак необходимо заземлить. Одновременно следует принять меры, исключающие возможность прикосновения людей к намагничивающей обмотке при сушке методом индукционных потерь или к разомкнутым вводам обмотки ВН при сушке током нулевой последовательности.

18.1.3 Техника безопасности и охрана труда на ПС

Подстанция обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет, имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки введения работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравматизма необходимы следующие мероприятия:

- периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки;
- проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети;
- периодический контроль за техническим состоянием электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов;
- применение индивидуальных средств защиты;
- применение безопасных напряжений (12-36) В в цепях управления и переносного освещения;
- надлежащее состояние технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны производиться с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относится:

– оформление работ нарядами или распоряжением;

– допуск к работе;

– надзор во время работы;

-оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится:

-производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения;

-вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ»;

-проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях;

-наложение заземления;

-развешивание плакатов и установка ограждений.

Допуск на подстанцию для производства работ разрешается только закрепленному распоряжением по участку оперативно-ремонтному персоналу. Разрешается так же допуск на подстанцию инженерно-техническому персоналу данного участка, для осмотра оборудования, проверки его работы, имеющие группу допуска V и утвержденные распоряжением главного инженера.

Согласно Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003, приложение № 8 «Нормы комплектования средствами защиты», ПС Базовая должна быть укомплектована средствами защиты, представленными в таблице 31.

Таблица 31 - Защитные средства [14]

Наименование средств защиты	Количество
1	2
Изолирующая штанга 35 кВ	2 шт.
Изолирующая штанга 10 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 35 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 10 кВ	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	15 шт.
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

18.2 Экологичность

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» (СанПиН №2.2.1/2.1.1.1200-03 и «Санитарными нормами защиты населения от воздействия электрического поля» (СанПИН № 2971-84, 28.02.84, МЗ СССР) защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты напряжением 10 кВ и 0,38 кВ не требуется.

В данном разделе необходимо рассмотреть такие вопросы как влияние шума от трансформаторов, а также расчет маслоприемника на ПС Базовая.

17.2.1 Расчет шума создаваемого от трансформаторов

Влияние шума на здоровье человека может быть различным – от простого раздражения до серьезных патологических заболеваний всех внутренних органов и систем. Прежде всего, страдает слух человека. Повышенный шумовой раздражитель также негативно влияет на нервную систему человека, сердечно-сосудистую систему, вызывает сильное раздражение. Повышенный

шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, влиять на репродуктивную функцию и способствовать серьезному расстройству психики. Зафиксированы функциональные изменения организма под влиянием шума: повышение кровяного давления, нарушение функции щитовидной железы и коры надпочечников, изменение активности мозга и центральной нервной системы.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Проявление магнитных сил наиболее выражено в стыковых соединениях. В шихтованных магнитных системах магнитный поток вынужден перетекать из листа в лист в воздушном зазоре, образуемом за счет неплотной стыковки листов стали. При этом возникают поперечные силы, приводящие к изгибным колебаниям листов. Поскольку листы стали на участках, соседствующих с зазорами, перенасыщаются, здесь увеличиваются также и магнитострикционные силы.

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам и класса напряжению.

На ПС Базовая установлено два двухобмоточных трансформатора типа ТМН 6300/35, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения –

трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла. Типовая мощность трансформатора – 6,3 МВА. Класс напряжения - 35 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

Для оценки шумового воздействия трансформаторной подстанции необходимо произвести расчет уровня звукового давления на территории, прилегающей к жилым застройкам.

Допустимый уровень шума на территории, прилегающей к жилой застройке, согласно СНиП 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» составляет:

$$DU_{LA} = 55 \text{ дБА с } 7^{00} - 23^{00} \text{ часов;}$$

$$DU_{LA} = 45 \text{ дБА с } 23^{00} - 7^{00} \text{ часов.}$$

Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора мощностью 6,3 МВА составляет $L_{TP} = 81$ дБА. Данное значение взято для времени суток ($23^{00} - 7^{00}$), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный корректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,181} = 90 \text{ дБА ;} \quad (140)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DU_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (141)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (142)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - \Delta Y_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (143)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{90-45}{10}}}{6,28}} = 70,96 \text{ м.}$$

Приблизительный план рассматриваемой территории изображен на рисунке 14:

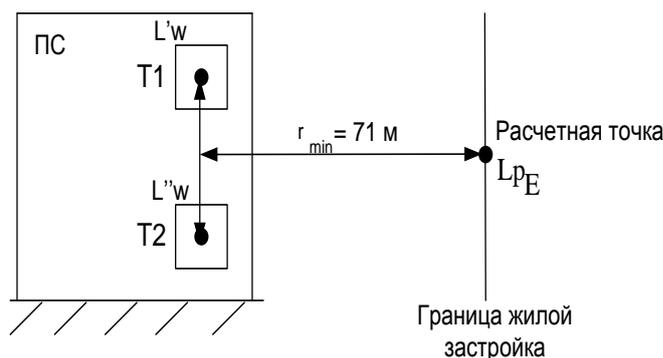


Рисунок 14 - Приблизительный план рассматриваемой территории

Минимальное расстояние от ПС Базовая до границы жилой застройки составляет 71 м, а ПС Базовая находится на расстоянии 400 м от жилой застройки. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

17.2.3 Расчёт маслоприёмников под трансформаторы ПС Базовая

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы при аварии и ремонтных работ обусловленное выливанием трансформаторного масла.

Для того чтобы свести к минимуму риск попадания масла в окружающую среду, предусматривается сооружение маслоприёмников для трансформаторов.

На подстанции ПС Базовая предусматривается установка двух трансформаторов марки ТМН-6300/35 с размерами (м) 4,25×3,42×2,35 и массой масла больше 10 т (11,89 т.).

Согласно [1] габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования (Δ , рисунок 15) не менее чем на 1,5 м при массе масла более 10 т. Тогда габариты маслоприемника равны:

$$B=3,42+2\cdot 1,5=6,42 \text{ м.}$$

$$\Gamma=2,35+2\cdot 1,5=5,35 \text{ м.}$$

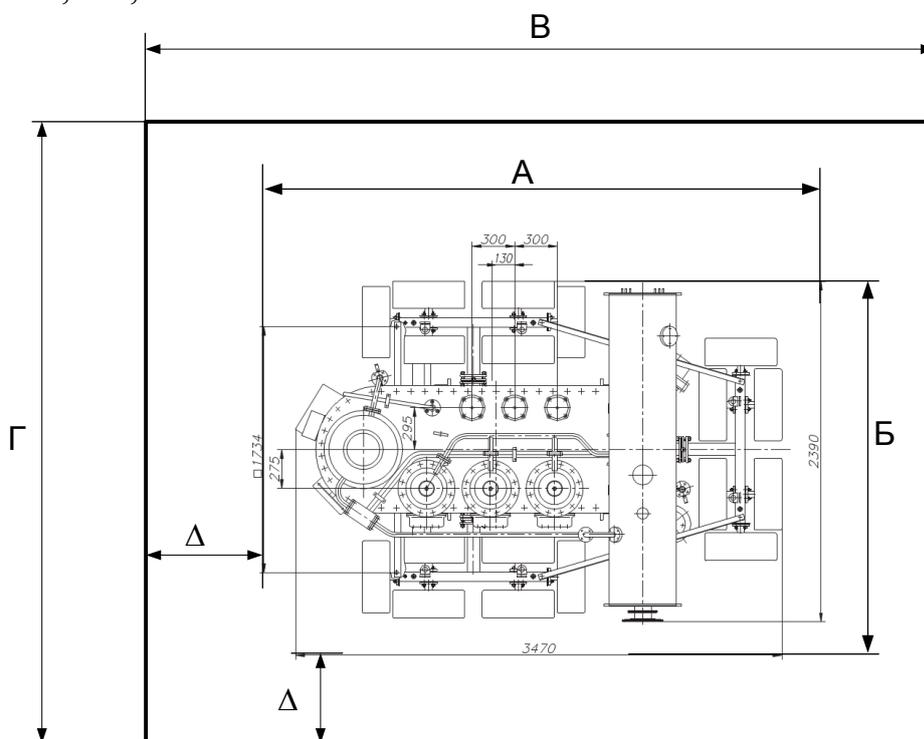


Рисунок 15 – Габаритные размеры трансформатора и маслоприемника

Площадь маслоприемника

$$S_{\text{МП}} = B \cdot \Gamma = 6,42 \cdot 5,35 = 34,3 \text{ м}^2$$

Объём трансформаторного масла:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТР.М}}}{\rho} = \frac{10500}{850} = 12,35 \text{ м}^3, \quad (144)$$

где: ρ - плотность трансформаторного масла $\rho = 850 \text{ кг/ м}^3$

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла, содержащегося в трансформаторе, определяется по формуле:

$$h_{TM} = V_{TM}/S_{МП} = 12,35/34,3 = 0,36 \text{ м} \quad (145)$$

Объем воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$V_{Вод} = k \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (146)$$

где $k = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ – интенсивность пожаротушения, нормируемая в [1];

$t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ сек}$ – нормативное время пожаротушения;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, определяемая по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (3,42 + 2,35) \cdot 4,25 = 49,045 \text{ м}^2 \quad (147)$$

Тогда:

$$V_{Вод} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (34,3 + 49,045) = 30000 \text{ л} = 30 \text{ м}^3 \quad (148)$$

Глубина маслоприемника для приема 80% воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$h_{Вод} = 0,8 \cdot V_{Вод}/S_{МП} = 0,8 \cdot 30 / 34,3 = 0,7 \text{ м} \quad (149)$$

Глубина маслоприемника с учетом толщины слоя гравия, равной 0,25 м и воздушного зазора 0,05 м определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{TM} + h_{Вод} + 0,3 = 0,36 + 0,87 + 0,3 = 1,53 \text{ м} \quad (150)$$

Приведем рисунок, наглядно показывающий основные размеры маслоприемника:

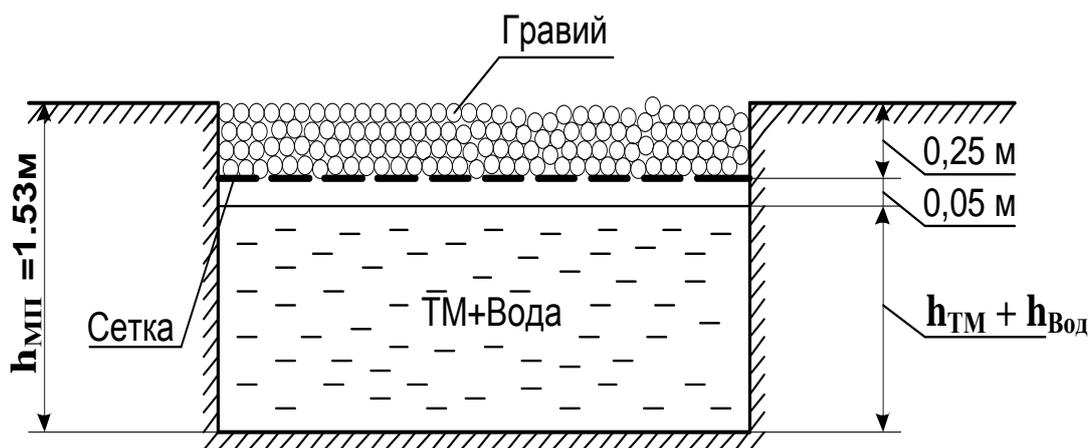


Рисунок 16- Маслоприемник без отвода масла

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

18.3 Чрезвычайные ситуации

18.3.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Базовая.

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

18.3.2 Тушение пожара

Пожары на подстанциях могут возникать на трансформаторах, масляных выключателях и в кабельном хозяйстве.

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещении распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [18].

Необходимость тушения пожара электроустановок, находящихся под напряжением, определяется следующими основными требованиями:

- невозможность отключения собственных нужд подстанции, питающих ответственные приемники: устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики.

- обеспечение надежного функционирования электроэнергетического производства для сохранения тепло-, энергоснабжения ответственных потребителей;

- необходимость быстрой ликвидации пожара для предотвращения его распространения на другое оборудование и сооружения предприятия, сокращения времени воздействия высоких температур на несущие конструкции с возможностью их разрушения;

- исключения длительного времени по отключению и снятию напряжения с оборудования энергопредприятия, что может привести к более тяжелым

последствиям для технологически связанных производств и режима работы энергосистемы ЕЭС России.

Для дежурного персонала объекта разрабатывают оперативные карточки для каждого отсека кабельных помещений, трансформатора, которые утверждает главный инженер. В оперативных карточках указывают порядок вызова, встречи и обеспечения безопасной работы пожарных подразделений по тушению, операции по отключению и снятию напряжения с агрегатов и установок по включению стационарных систем тушения и другие вопросы по обеспечению тушения пожара.

Особенно подробно необходимо разрабатывать порядок действий дежурного персонала энергообъекта и подразделений пожарной охраны при тушении пожаров на энергоустановках без снятия напряжения. Эти действия включают в оперативные карточки дежурному персоналу и в планы тушения пожаров. В графической части планов обязательно указывают соответствующими знаками места подключения гибких заземлителей к заземленным конструкциям, а также боевые позиции пожарных с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок.

На каждом энергопредприятии хранят необходимое количество диэлектрической обуви, перчаток и заземляющих устройств. Определяют порядок их выдачи прибывающим пожарным подразделениям и оказание помощи по заземлению пожарной техники и проверки надежности заземления. Заземление ручных стволов и пожарной техники с помощью гибких медных оголенных проводов сечением не менее 25 мм^2 в электроустановках напряжением выше 1000 В и не менее 16 мм^2 ниже 1000 В, снабженных струбцинами для подключения к оборудованию и обозначенным местам заземления.

Дежурный персонал (начальник станции, диспетчер или дежурный подстанции, предприятия энергосети) при пожаре немедленно сообщает в пожарную охрану, руководству энергообъекта и диспетчеру энергосистемы. Старший по смене определяет место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу электрооборудованию, установкам и конструкциям здания, находящимся в зоне пожара. Он проверяет включение автоматических установок пожаротушения, производит действия по аварийному режиму, своими силами приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара.

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ($d_{\text{сн}} = 11,5$ мм) РС-50 ($d_{\text{сн}} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

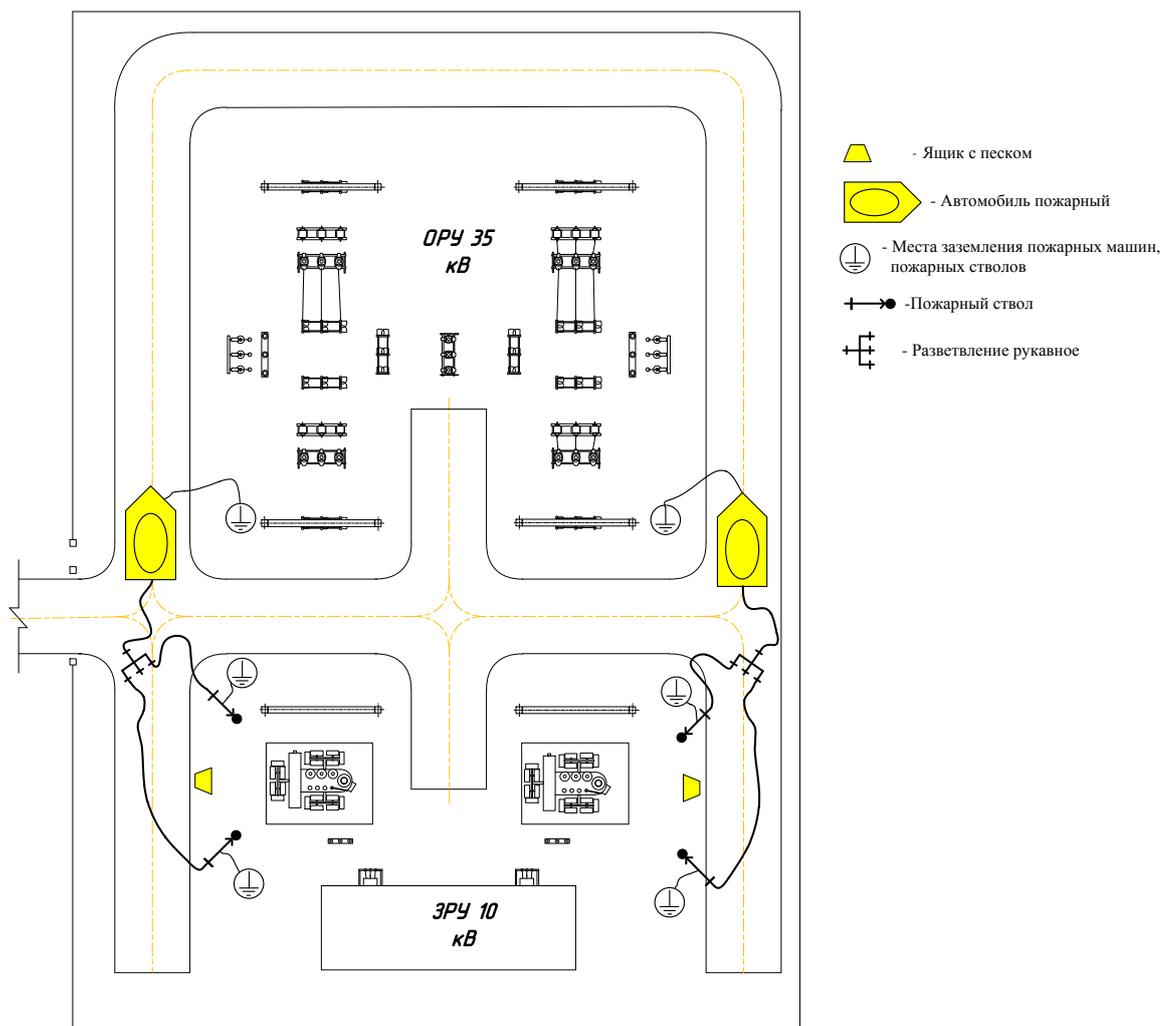


Рисунок 17– Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 32[18].

Таблица 32 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС-50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС-70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 33.

Таблица 33 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;
- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств;
- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;
- применения для тушения только тех ручных пожарных стволов, какие указаны в таблице 33;
- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

18.3.3 Противопожарная профилактика

Уровень пожарной безопасности на ПС контролируется пожарно-технической комиссией (ПТК) предприятия ПМЭС в соответствии с годовым планом работы. По результатам работы ПТК разрабатываются мероприятия по совершенствованию пожарной безопасности на ПС.

Противопожарная безопасность электрооборудования обеспечивается при его исправном состоянии и соблюдении допустимых режимов работы. Устройства молниезащиты и заземления должны соответствовать ПУЭ и Нормам испытания оборудования.

Дороги и проезды должны находиться в исправном состоянии, очищены от снега для беспрепятственного проезда пожарной техники в любое время года.

Маслоприемные устройства трансформаторов должны быть в исправном состоянии.

Гравий необходимо промывать не реже 1 раза в год, а в твердых отложениях от масла заменять. Маслоприемные емкости необходимо проверять и опорожнять после обильных дождей, таяния снега, опробования систем пожаротушения и тушения возгорания.

Места прохода труб и кабелей через перегородки помещений или в полу, а также вводы в шкафы должны быть уплотнены негоряемыми материалами, обеспечивающими теплоотдачу при прохождении по ним рабочих токов.

На территории ПС необходимо регулярно скашивать и вывозить траву.

В зданиях ОПУ, мастерской при входе (внутри) должны быть вывешены планы эвакуации людей при возгорании и таблички с ФИО и должностью лиц, ответственных за пожарную безопасность.

Местонахождение первичных средств пожаротушения должно указываться знаками по ГОСТ на видных местах, а состав их должен соответствовать требованиям ПБ для данного помещения.

Переносные огнетушители должны быть пронумерованы и опломбированы и размещаться на высоте не более 1,5 м до нижнего торца огнетушителя. Огнетушители всех типов с наступлением морозов должны переноситься в теплое помещение с установкой знаков с указанием нового местонахождения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается хранить при температуре не ниже -20°C .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проведена реконструкция системы электроснабжения восточной части города Зея.

В данной работе был выполнен расчёт нагрузок коммунально –бытовых и промышленных потребителей, разработка двух вариантов схем внутреннего электроснабжения восточной части города Зея, на основании технико-экономического анализа выбран оптимальный вариант. Распределительные сети выполнены самонесущими изолированными проводами. Основное преимущество таких сетей - высокая надежность и большой срок службы. Осуществлена замена КТП на более современные.

Произведены расчеты токов короткого замыкания, использовано новое, более совершенное электрооборудование на ПС Базовая, 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 Базовая с расстановкой молниеотводов; так же произведен выбор защит на ПС Базовая.

Рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при реконструкции ПС Базовая и восточной части города Зея.

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителей восточной части города Зея.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
- 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 Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.
- 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., 2013.

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 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

21 СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий

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.