

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Агрокомплекс напряжением 110/35/10 кВ в Приморском крае

Исполнитель

студент группы 842-об1

подпись, дата

Е.П. Огорокова

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по безопасно-

сти и экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н.Козлов

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Огороковой Екатерины Петровны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции Агроком-плекс напряжением 110/35/10 кВ в Приморском крае

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 20.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Исходные данные ОАО «ДРСК» Приморского края

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Выбор схемы подстанции, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования, собственные нужды станции, изоляция и перенапряжения, релейная защита и автоматика

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) пояснительная записка 110 страниц, 96 формул 20 рисунков, , 27 таблиц, 31 источник, 6 листов чертежей

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

7. Дата выдачи задания 15.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 15.03.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 с., 20 рисунков, 31 источников, 27 таблиц, 96 формул.

ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ, ТОКОПРОВОД, ОПН, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, ЗАЩИТА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована подстанция напряжением 110/35/10 кВ, а также были произведены расчеты заземления, молниезащиты подстанции. Рассчитывались токи короткого замыкания, рабочие токи для проверки электрического оборудования и уставок релейной защиты трансформатора. Проведен анализ экологичности и пожарной безопасности на подстанции.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия

КЗ – Короткое замыкание

КРУ – Комплектное распределительное устройство

ОРУ – Открытое распределительное устройство

ОПН – Ограничитель перенапряжений нелинейный

ПС – Подстанция

РЗ – Релейная защита

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Характеристика района	10
1.1 Географическая характеристика района	10
2. Выбор схемы подстанции	12
2.1 Подключение к энергосистеме	12
2.2 Выбор главной схемы подстанции	12
2.2.1 Выбор схемы ру 110 кв	13
2.2.2 Выбор схемы ру 35 кв	13
2.2.3 Выбор схемы ру 10 кв	14
3. Расчет токов короткого замыкания	15
3.1 Алгоритм расчета токов кз	16
3.2 Расчет токов короткого замыкания	19
4. Выбор оборудования	22
4.1 Выбор силовых трансформаторов	22
4.2 Выбор выключателей	23
4.3 Выбор разъединителей	29
4.4 Выбор трансформаторов тока	31
4.5 Выбор трансформаторов напряжения	38
4.6 Выбор кабелей на стороне 10 кв	41
4.7 Выбор кру на напряжение 35 кв	42
4.8 Выбор кру на напряжение 10 кв	43
4.9 Выбор опн	44
5. Собственные нужды подстанции	49
6. Изоляция и перенапряжения	51

6.1 Общие положения	51
6.2 Расчет заземлителя подстанции	52
6.3 Расчет молниезащиты	57
6.4 Анализ грозоупорности	60
7. Релейная защита и автоматика	64
7.1 Основные типы защит трансформаторов	64
7.2 Расчет защит трансформатора	59
7.3 Дифференциальная защита трансформаторов	66
7.4 Газовая защиты трансформатора	73
7.5 Защита линии	74
8. Безопасность и экологичность	79
8.1 Безопасность	79
8.1.2.Требования к обслуживающему персоналу	79
8.1.3 Основные электрозащитные средства	80
8.1.4 Безопасность при проверке и обслуживании устройств рзиа81	81
8.2 Экологичность	82
8.2.1 Электроэнергетика и экологичность	82
8.2.2 Воздействие электроэнергетической подстанции на окружающую среду	83
8.2.3 Акустические шумы	83
8.2.4 Загрязнение трансформаторным маслом	85
8.3. Пожароопасность	89
8.3.1 Общие положения	89
8.3.2 Средства пожаротушения	90
8.3.3 Общие требования	91
9 Технико-экономический расчет	92
Заключение	107
Библиографический список	108

ВВЕДЕНИЕ

В центральном Приморье реализован самый крупный проект ДРСК. «Приморские электрические сети» Дальневосточной распределительной сетевой компании (АО «ДРСК») включили под напряжение подстанцию «Ключи» в Спасском районе для проведения пусконаладочных работ. Подстанция является одним из четырёх центров питания, построенных для обеспечения электроэнергией резидентов ТОР «Михайловский». В течение октября поочередно под напряжение будут поставлены остальные объекты энергокомплекса — три подстанции и 111 километров линий электропередачи.

Построенный для ТОР «Михайловский» энергокомплекс является самым крупным проектом ДРСК, реализованным в центральном Приморье. В рамках технологического присоединения основных резидентов — компаний «Русагро-Приморье» и «Мерси трейд» построены подстанции 110 кВ — «Агрокомплекс» и «Ключи», подстанции 35 кВ — «Дубки» и «Ленинское». Также энергетики смонтировали более 110 километров линии электропередачи разного класса напряжения. Строительство велось сразу в трёх районах Приморья — Михайловском, Спасском и Черниговском. Напомним, в Приморье на сегодняшний день создано четыре территории опережающего развития – производственно-логистический ТОР «Надеждинская», специализирующийся на сельском хозяйстве и пищевом производстве ТОР «Михайловский», одна из крупнейших судостроительных верфей не только в России, но и в мире ТОР «Большой Камень», а также ТОР «Нефтехимический».

Подключение к электроснабжению объектов «Русагро» осуществляется поэтапно. В рамках первых двух этапов подключены объекты компании мощностью 2 590 киловатт-час (кВт). В ноябре и декабре текущего года электроэнергией планируется обеспечить ещё часть объектов ТОР.

В рамках существующих договоров «Приморские электрические сети» строят электросетевую инфраструктуру для подключения двух территорий опережающего развития в крае — «Михайловская» и «Большой Камень».

ТОР «Михайловский» создана Постановлением Правительства РФ №878 от 21 августа 2015 года и специализируется на размещении крупных сельскохозяйственных производств и центров глубокой переработки и логистики сельхозпродукции. ТОР «Михайловский» представляет собой мощный сельскохозяйственный кластер, действующий на территории Михайловского, Спасского и Черниговского районов Приморского края.

Кроме этого энергетические объекты должны удовлетворять требованиям техники безопасности и экологичности, а также обладать средствами для обнаружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций.

Целью данной бакалаврской работы является создание качественного проекта подстанции Агрокомплекс с учетом климатических и географических особенностей.

В ходе работы были определены следующие задачи:

1. Выявление особенностей схемы электроснабжения Приморского края
2. Выбор подключения проектируемой ПС в энергосистему
3. Выбор основного оборудования
4. Проверить целесообразность проекта (экономическое обоснование)
5. Оценить безопасность эксплуатации и влияние на экологию

Для решения данных задач будет произведен расчет и выбор основного силового оборудования, сделана графическая часть подключения в энергосистему и проведена оценка безопасности и экологичности

Для обеспечения электроэнергией ТОР «Михайловский» приморским филиалом ДРСК будет построено еще три подстанции: 110/35/10 кВ – «Агрокомплекс», и две подстанции 35/10 кВ: «Дубки», «Ленинское», а также около 111 километров линии электропередачи 10-110 кВ. Суммарная максимальная мощность энергопринимающих устройств составит 56,65 МВт. Строительные площадки сейчас развернуты в трех районах Приморья – Михайловском, Спасском, Черниговском. Отметим, ТОР «Михайловский» специализируется

на размещении крупных сельскохозяйственных производств и центров глубокой переработки и логистики сельхозпродукции. ТОР «Михайловский» представляет собой мощный сельскохозяйственный кластер, действующий на территории Михайловского, Спасского и Черниговского районов Приморского края

Проектируемая подстанция 110/35/10 Агрокомплекс предназначена для электроснабжения ТОСЭР Михайловский Агропромышленный парк. Подстанция будет снабжать электричеством: элеваторы, свиноводческих комплексов, племеферм, цехов убоя и утилизации и т.д. Подстанция выполняет прием электроэнергии на напряжении 110 кВ, преобразование ее и распределение электроэнергии до напряжения 35 кВ и 10 кВ.

В ходе работы были использованы следующие программные продукты: Visio, Mathcad, MS Word

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Климатическая характеристика района

Климатические условия района, в котором находится проектируемая подстанция, удовлетворяют муссонному климатическому поясу.

- Климат района муссонный. Формируют его многие факторы:
- положение территории в средних широтах на восточной окраине ма-терика Евразии, рядом с Тихим океаном. Это определяет проявление муссонной циркуляции воздушных масс;
- структура термобарического поля – характерно образование высотных барических гребней и ложбин, с ними связана адвекция холода и тепла;
- положение фронтальных зон и развитие циклической деятельности - распределение осадков и температурной инверсии определяет горный рельеф.
- По агроклиматическому районированию, район в котором расположена проектируемая подстанция входит в район, который можно охарактеризовать, теплым и влажным, с холодной зимой. Средней температурой января считается - 13,1°С, а июля + 21,0°С. Максимальные температуры составляют – 30 °С в январе и +35°С в июле. Расчетные температуры для отопления и вентиляции соответственно равны – 22°С и + 15°С . Продолжение отопительного сезона равно 192 дням.
- По характеру увлажнения территория муниципального образования в зимний период увлажнена недостаточно. Среднегодовая величина осадков 700 мм осадков, 80% которых приходится на теплый период. Наибольшее количество осадков выпадает в августе-сентябре. Максимальное суточное количество осадков августа в среднем составляет 198 мм.
- Снежный покров устанавливается в середине декабря и сохраняется до конца февраля. Снежный покров достигает высоты 10 см.
- Относительная влажность воздуха достигает наибольших значений летом (85-90%), наименьших зимой (61-63%).

- В зимний период на территории преобладают северные ветры, в летний – юго-западные. Среднегодовая скорость ветра достигает 3,4 м/сек.
- В среднем за год на территории отмечается 108 дней с туманом, из них в теплый период 94 дня.
- Район гололедности – IV. Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м равна 15 мм.
- Глубина промерзания грунта 1,56 м.
- Сейсмичность района по шкале Рихтера – 8 баллов.

2 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Подключение к энергосистеме

В данной выпускной работе было рассмотрено 3 схемы подключения подстанции Агрокомплекс к общей энергосистеме.

Вариант №1 Подключение через ВЛ от «Павловки-2» к 1 системе шин и через отпайку существующей ВЛ 110 кВ «ЖБИ-130» - «Павловка-2» ко 2 системе шин

Вариант №2 Подключение через двухцепную ВЛ от ПС «Павловка-2»

Вариант №3 Подключение в разрез существующей ВЛ 110 кВ «ЖБИ-130» - «Павловка-2» с образованием 2 линий 110 кВ (двухстороннее питание)

Варианты №1 и №2 являются не выгодными со стороны надежности и цены. Для данных вариантов придется производить реконструкцию ОРУ «Павловка-2», строить двухцепную линию от ПС «Павловка-2» для которой нужно будет отвести землю под строительство ВЛ

Выбираем вариант №3, т.к. он является оптимальным по соотношению цены, надежности электроснабжения (двухстороннее питание) и минимального землеотвода для строительства ВЛ. Подключение проектируемой ПС Агрокомплекс будет произведено в разрез существующей ВЛ, и поэтому затрат на строительство ВЛ не будет.

2.2 Выбор главной схемы подстанции

Выбор главной схемы электрических соединений станции следует производить с учетом следующих факторов: типа проектируемой станции; числа и мощности установленных силовых трансформаторов; уровней напряжения; количества питающих линий и отходящих присоединений; экономичности принимаемых вариантов; гибкости и удобства в эксплуатации; безопасности в обслуживании[1].

2.2.1. Выбор схемы РУ 110 кВ

Так как ПС 110/35/10 кВ «Агрокомплекс» подключается в разрез существующей ВЛ 110 кВ «ЖБИ-130» - «Павловка-2», с образованием двух линий 110 кВ (двухстороннее питание), то схема РУ 110 кВ принимается по типовой схеме №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», то схема №110-5АН является оптимальной по соотношению цены, надежности и минимального землеотвода для проектируемого количества присоединений 110 кВ (три выключателя на четыре присоединения – 2 ВЛ-110 кВ и 2 трансформатора)

На строящуюся подстанцию предусмотрен заход двух линий 110 кВ:

- 1) ВЛ-110 кВ «Агрокомплекс» - «Павловка-2» на I секцию 110 кВ
- 2) ВЛ-110 кВ «Агрокомплекс» - «ЖБИ-130» на II секцию 110 кВ;

2.2.2 Выбор схемы РУ 35 кВ

Проектируемая схема РУ 35 кВ принимается по типовой схеме №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Количество проектируемых ВЛ 35 кВ – 2 шт., резервирование мест под резервные ячейки 35 кВ – 2 шт.

В соответствии с СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» - область применения схемы 35-9: наличие попарно резервируемых линий (попарно резервируемые линии, подключенные к различным секциям распределительного устройства; при отключении одной линии ее нагрузка перераспределится на оставшуюся в работе линию). Следовательно, при перспективном расширении РУ-35 кВ, вновь проектируемая линия 35 кВ должна быть двухцепной, с подключением каждой цепи ВЛ-35 кВ к различной секции РУ-35 кВ (два места под резервные линейные ячейки 35 кВ). Схема №35-9 наиболее дешевая с учетом коли-

чества присоединений (требует $n+1$ ячейку выключателя, где n – количество присоединений), занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений. В модульном здании КРУ-35 кВ проектом предусматривается два резервных места под линейные ячейки 35 кВ (по одному месту на каждую секцию 35 кВ);

Критерии надежности схемы №35-9: При отказе нормально включенного секционного выключателя 35 кВ возможно полное погашение распределительного устройства. При использовании современных выключателей (элегазовых, вакуумных) с пружинными приводами данная схема является лучшей с позиций надежности и экономичности для ПС 35-220 кВ

2.2.3. Выбор схемы РУ 10кВ

Проектируемая схема РУ-10 кВ принимается типовой по схеме №10-1 «Одна, секционированная выключателем система шин».

В модульном здании КРУ-10 кВ проектом предусматривается четыре резервных места под линейные ячейки 10 кВ (по два места на каждую секцию 10 кВ)

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания проведем в относительных единицах. Расчетный вид КЗ – трехфазное короткое замыкание.

Расчет токов к.з. выполняется, как правило, без учета активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, а также фазовых сдвигов между векторами э.д.с. источников. Поэтому для составления схемы замещения заданной электрической схемы необходимо определить лишь индуктивные сопротивления всех элементов сети и э.д.с. источников, подпитывающих точку к.з [2].

На рисунке 1 представлена принципиальная схема сети

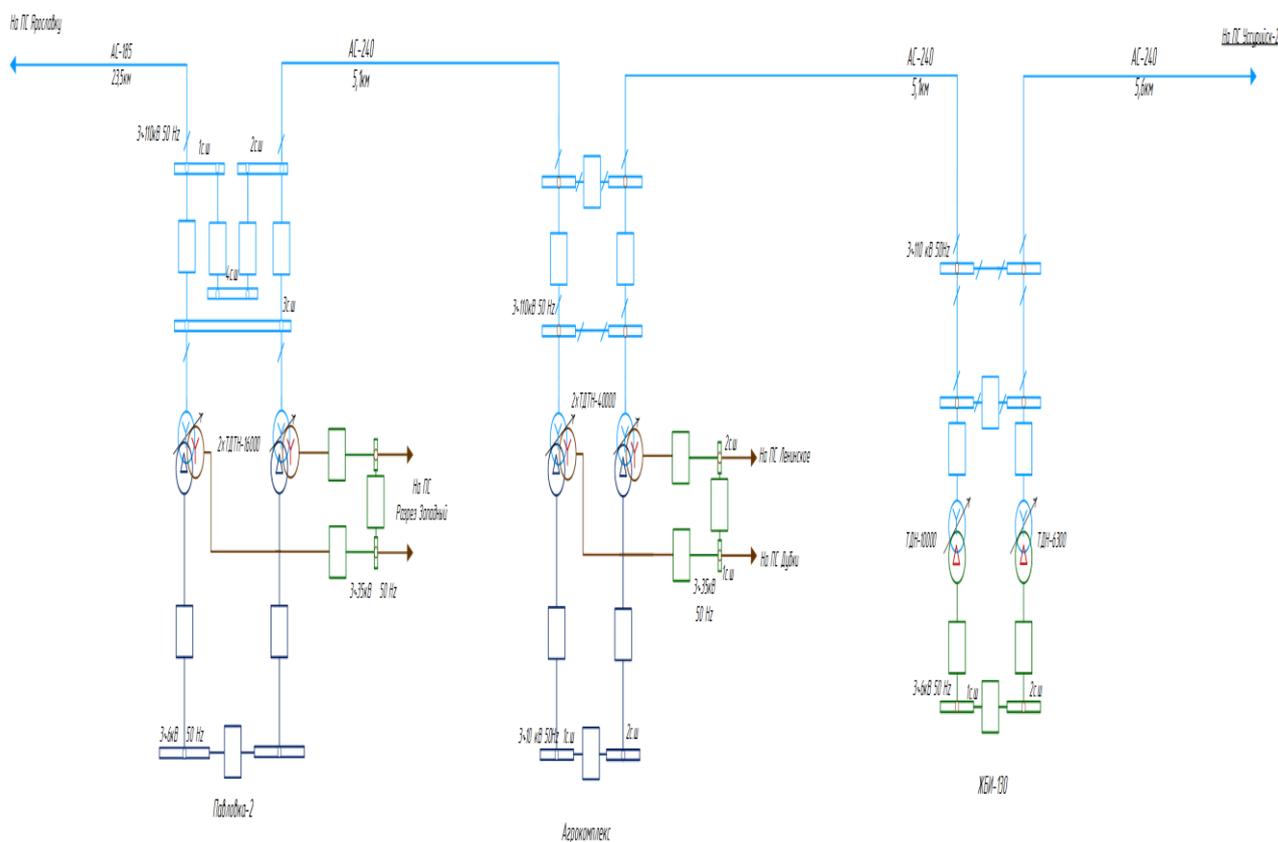


Рисунок 1 – Принципиальная схема сети

На рисунке 2 представлена схема замещения с обозначенными точками КЗ

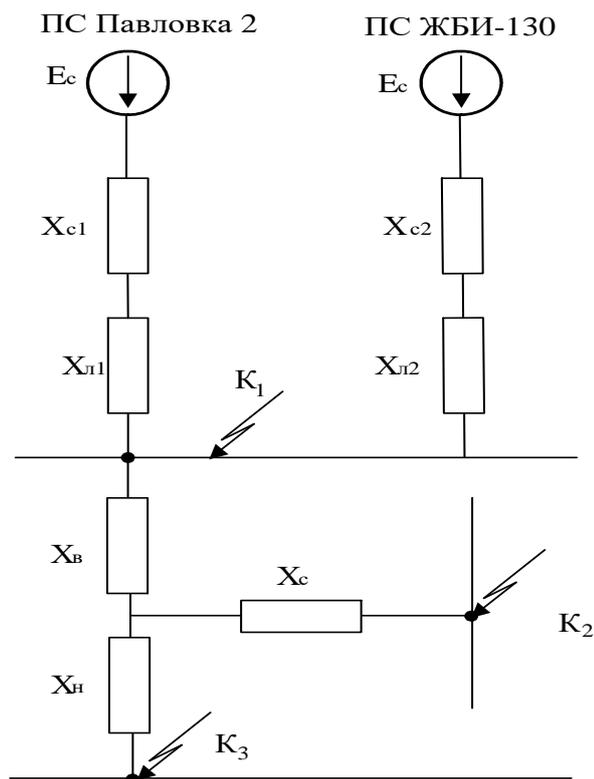


Рисунок 2 – Схема замещения

3.1 Алгоритм расчета токов КЗ

- 1) Нужно составить схему замещения для данного участка сети
- 2) Т.к. обычно расчет КЗ принято вести в относительных единицах выбираем базисную мощность S_b , принимаем $S_b=100\text{MVA}$
- 3) Определяем параметры схемы замещения по следующим расчетным формулам :

$$X_{ТВ} = \frac{U_{КВ}}{100} * \frac{S_b}{S_T}; \quad (1)$$

$$X_{ТС} = \frac{U_{КС}}{100} * \frac{S_b}{S_T}; \quad (2)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH}}{100} * \frac{S_6}{S_T}; \quad (3)$$

$$X_L = X_{уд} * L_L * \frac{S_6}{U_{НОМ}^2}; \quad (4)$$

$$E_C = 1; \quad (5)$$

$$X_C = \frac{S_6}{S_{кз}}; \quad (6)$$

где : $X_{ТВ}$ - индуктивное сопротивление обмотки высшего напряжения трансформатора, о.е.

$X_{ТС}$ - индуктивное сопротивление обмотки среднего напряжения трансформатора; о.е.

$X_{ТН}$ - индуктивное сопротивление обмотки низкого напряжения трансформатора; о.е.

$U_{кв}, U_{кс}, U_{кн}$ – напряжение короткого замыкания соответствующей обмотки трансформатора, %.

S_T – номинальная мощность трансформатора, МВА.;

S_6 – базисная мощность, МВА.;

X_L – индуктивное сопротивление линии, о.е.;

$X_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление линии, ом/км.;

L_L – длина линии, км.;

$U_{н}$ – номинальное напряжение, кВ.;

E_C - ЭДС системы, о.е.;

X_C – сопротивление системы, о.е.;

$S_{кз}$ – мощность короткого замыкания, МВА.

4) Определяется эквивалентная ЭДС и эквивалентное сопротивление системы относительно заданной точки КЗ по следующим формулам:

Эквивалентное сопротивление при последовательном соединении элементов :

$$X_{\text{экв}} = X_1 + X_2, \quad (7)$$

где: $X_{\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление, о.е.;

X_1 - сопротивление первого элемента, о.е.;

X_2 - сопротивление второго элемента, о.е.;

Эквивалентное сопротивление при параллельном соединении элементов :

$$X_{\text{экв}} = (X_1 * X_2) / (X_1 + X_2); \quad (8)$$

Где: $X_{\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление, о.е.;

X_1 - сопротивление первого элемента, о.е.;

X_2 - сопротивление второго элемента, о.е.;

Эквивалентная ЭДС двух параллельно соединенных ЭДС:

$$E_{\text{экв}} = (E_1 * X_2 + E_2 * X_1) / (X_1 + X_2); \quad (9)$$

где: $E_{\text{экв}}$ – эквивалентная ЭДС, о.е.;

E_1 – ЭДС первой ветви, о.е.;

E_2 – ЭДС второй ветви, о.е.;

X_1 – сопротивление первой ветви, о.е.;

X_2 – сопротивление второй ветви, о.е.;

Также могут применяться алгоритмы преобразования треугольника сопротивлений в звезду сопротивлений и наоборот (в данном дипломном проекте не применяются).

5) Рассчитывается значение тока КЗ по следующим формулам:

$$I_{\text{б.}} = \frac{S_{\text{б.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115}; \quad (10)$$

$$I_{\text{кз}} = (E_{\text{экв}}/X_{\text{экв}}) \cdot I_{\text{б.}}; \quad (11)$$

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{кз}}; \quad (12)$$

$$K_{\text{у}} = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а}} \cdot \omega}}; \quad (13)$$

где: $I_{\text{б}}$ – базисный ток, о.е.;

$S_{\text{б}}$ – базисная мощность, МВА.;

$U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение, кВ;

$I_{\text{кз}}$ – ток КЗ;

$E_{\text{экв}}$ – эквивалентная ЭДС, о.е.;

$X_{\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление, о.е.;

$I_{\text{уд}}$ – ударный ток в месте КЗ, кА;

$K_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, б.р.;

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с (выбирается по справочнику);

3.2 Расчет токов КЗ

Схема замещения приведена на рисунке .

Принимаем $S_{\text{б}} = 100$ МВА;

По формулам (1) – (6) найдем параметры схемы замещения:

$$E_1 = E_2 = 1;$$

$$X_{\text{с1}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз1}}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot I_{\text{кз}}}$$

Где $S_{\text{кз1}}$ – мощность КЗ ПС «Павловка»;

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 4,5} = 0,112$$

$$X_{c2} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{K32}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{K3}}$$

Где S_{K32} – мощность КЗ ПС «ЖБИ-130»;

$$X_{c2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 4,8} = 0,104$$

$$X_{л1} = X_{л2} = (0,306/2) * 5,1 * (100/(115^2)) = 0.0059 \text{ о.е.};$$

$$U_{KB} = 0,5 * (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \text{ \%};$$

$$U_{KC} = 0,5 * (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \text{ \%};$$

$$U_{KH} = 0,5 * (6,5 + 17,5 - 10,5) = 6,75 \text{ \%};$$

$$X_{TB} = (10,75/100) * (100/40) = 0,268 \text{ о.е.};$$

$$X_{TC} = (-0,25/100) * (100/40) = -0,00625$$

$$X_{TH} = (6,75/100) * (100/40) = 0,169 \text{ о.е.};$$

Используя формулы (7) – (13), рассчитаем значение тока КЗ на шинах

110 кВ ПС «Агрокомплекс» (точка КЗ-1):

$$X_{ЭKB} = ((X_{c1} + X_{л1}) * (X_{c2} + X_{л2})) / ((X_{c1} + X_{л1}) + (X_{c2} + X_{л2})) = 0.135 \text{ о.е.}$$

$$E_{ЭKB} = (E_1 * (X_{c2} + X_{л2}) + E_2 * (X_{c1} + X_{л1})) / (X_{c1} + X_{л1} + X_{c2} + X_{л2}) = 1 \text{ о.е.}$$

$$I_{\bar{b}} = 100 / (1,732 * 115) = 0,502 \text{ о.е.};$$

$$I_{K31} = (1/0.135) * 0.502 = 3,715 \text{ кА};$$

Постоянную времени затухания апериодической составляющей находим по формуле:

$$T_{al} = \frac{X_E}{\omega \cdot R_E}$$

$$T_{al} = \frac{0,135}{314 \cdot 0,0059} = 0,073$$

Ударный коэффициент по формуле:

$$k_{y\partial 1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a1}}}$$

$$k_{y\partial 1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,073}} = 1,7$$

Ударный ток рассчитаем по формуле, кА:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1} \cdot I_{K1}^{(3)}$$

$$i_{y\partial 1} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,715 = 8,93 \text{ кА}$$

Аналогичным образом расчет ведется для остальных точек КЗ.

Результаты расчета заносятся в Таблицу 1

Таблица 1 – Токи короткого замыкания и ударные токи в точках КЗ

Точка КЗ	I_{no} , кА	$i_{y\partial}$, кА	T_{a1}	$k_{уд}$
К1	3,715	8,93	0,073	1,7
К2	7,89	17,96	0,082	1,61
К3	13,927	26,78	0,085	1,36

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Выбор силовых трансформаторов

На подстанциях 35 – 750 кВ обычно устанавливают один или два трансформатора (автотрансформатора). Выбор числа и мощности трансформаторов производится с учетом требований к надежности электроснабжения, характера графиков нагрузки и допустимых систематических и аварийных перегрузок трансформаторов по ГОСТ 14209-85.

При постепенном росте нагрузки допускается установка одного трансформатора на начальный период эксплуатации, если обеспечивается резервирование питания потребителей по сетям среднего и низшего напряжения. Аппараты и проводники в цепях трансформаторов с учетом перспективы должны быть, как правило, рассчитаны по номинальному току, току перегрузки и току КЗ на установку более мощных трансформаторов, следующей по стандартной шкале номинальной мощности.

Устанавливаемые трансформаторы и автотрансформаторы должны иметь встроенное устройство РПН. Дополнительная установка линейных регулировочных трансформаторов для независимого регулирования напряжения в различных сетях требует обоснований. При этом учитывается характер нагрузки потребителей, требования к качеству электроэнергии и параметры трансформаторов (автотрансформаторов).

Проанализировав вышеизложенные требования и данные, предоставленные Службой перспективного развития ОАО «ДРСК», можно прийти к следующим выводам:

На подстанции «Агрокомплекс» целесообразно установить два силовых трансформатора, мощностью 40 МВА. Это обеспечит резервирование питания потребителей в случае технологических нарушений в работе подстанции.

В данном районе потребления в ближайшее время предполагается нагрузка, которая составит 36 МВт.

В случае дальнейшего роста нагрузки подстанция сможет обеспечить мощность вплоть до 80 МВА путем перевода силовых трансформаторов на параллельную работу.

По условиям мощности и напряжения выбираем трансформатор ТДТН-40000/110/35/10 со следующими техническими характеристиками:

Номинальная мощность $S_{ном} = 40$ МВА;

Напряжение обмоток: ВН – 115 кВ; СН – 38,5 кВ; НН – 11 кВ;

Напряжение короткого замыкания U_k : ВН-СН – 10,5%;

ВН-НН – 17,5%; СН-НН - 6,5%.

Габариты: длина 6,9м; ширина 3,9м; высота 6м

4.2 Выбор выключателей

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами и служат для отключения и включения цепей в различных режимах работы, наиболее ответственной операцией является отключение токов к.з.

При выборе выключателей необходимо учитывать основные требования, предъявляемые к ним. Выключатели должны надежно отключать любые токи нормального режима и КЗ, а также малые индуктивные и емкостные токи, не допуская появления опасных коммутационных перенапряжений.

Конструкция выключателя должна быть простой, удобной для эксплуатации и транспортировки, выключатель должен обладать высокой ремонтнопригодностью, взрывобезопасностью и пожаробезопасностью.

Выключатели выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, продолжительному номинальному току $I_{ном}$, отключающей способности, электродинамической и термической стойкости. Электродинамическая стойкость характеризуется наибольшим допусаемым током к.з. (максимальное мгновенное значение полного тока) $I_{дин макс}$. Условие проверки на электродинамическую стойкость имеет вид:

$$I_{уд} < I_{дин \text{ макс}}, \quad (14)$$

Где: $I_{уд}$ – расчетный ударный ток в цепи.

Отключающая способность выключателя задана номинальным током отключения $I_{отк}$ в виде действующего значения периодической составляющей тока.

Проверка на термическую стойкость заключается выполняется по следующему условию:

$$W_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (15)$$

Тепловой импульс тока КЗ рассчитывается по выражению :

$$W_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a), \quad (16)$$

Где: $t_{откл}$ – время от начала КЗ до его отключения ,

T_a - постоянная времени затухания апериодического тока.

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$W_k = 3,715^2 \cdot (2,5 + 0,05 + 0,03) = 35,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

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

Номинальный ток:

$$I_{н110} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9 \text{ А}; \quad (17)$$

$$i_{y\partial 1} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,715 = 8,93 \text{ кА}$$

Таблица 2 - Выбор выключателя 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p.max} = 209,9 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{no} = 3,715 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{откл.ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 35,61 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{no} = 3,715 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\partial 1} = 8,93 \text{ кА}$	$i_{вкл} \leq i_{y\partial 1}$

Тип выключателя: ВЭБ – 110 – 40 / 2500 УХЛ1.

Элегазовый выключатель ВЭБ110-40/2500 УХЛ1 баковый. Имеет пружинный привод типа ППрК-2000СМ и встроенные трансформаторы тока. Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, которые при понижении температуры окружающего воздуха до -25°C автоматически включаются и отключаются при температуре минус $19 : 22^\circ\text{C}$. Контроль утечки элегаза из полюсов выключателя осуществляется при помощи электрорезистивных сигнализаторов плотности. Полюсы выключателя ВЭБ110П*40/2500 снабжены аварийной разрывной мембраной.

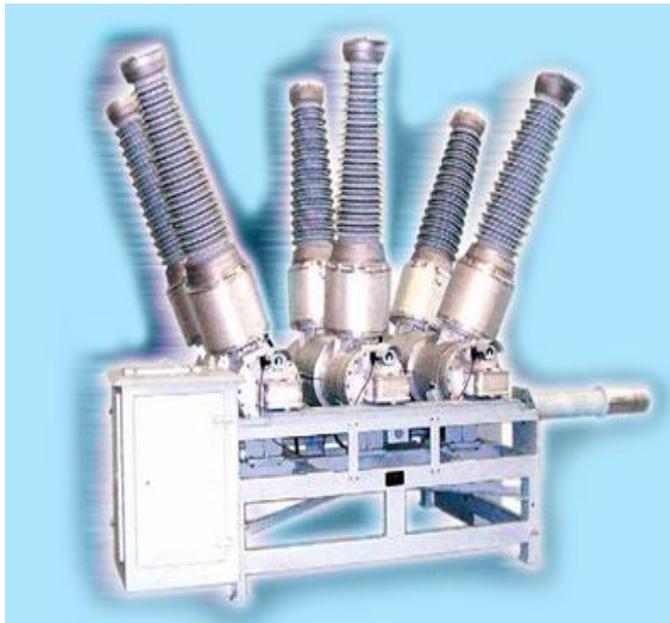


Рисунок 3 – Выключатель ВЭБ – 110 – 40 / 2500 УХЛ1

Выбор выключателя на 35 кВ

$$I_{н35} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,8 \text{ А} \quad (18)$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 7,89^2 \cdot (2 + 0,057 + 0,02) = 127,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

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

$$i_{уд1} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,89 = 17,96 \text{ кА}$$

Таблица 3 - Выбор выключателя РУ-35кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1600 \text{ А}$	$I_{p,max} = 659,8 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,89 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$

$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 127,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,89 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд1} = 17,96 \text{ кА}$	$i_{вкл} \leq i_{уд1}$

Выбираем выключатель вакуумный высоковольтный ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1600 предназначен для использования в закрытых распределительных устройствах 35 кВ, а также в КРУ 35 кВ. Имеет исполнение с пружинно-моторным (ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1600) и с электромагнитным приводом (ВВУ-СЭЩ-Э-35-20/1600).



Рисунок 4 – Выключатель ВВУ- СЭЩ-П-35-20/1600

Выбор выключателя 10 кВ

$$I_{н10} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309,4 \text{ А} \quad (19)$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_{к} = 13,93^2 \cdot (1,5 + 0,055 + 0,01) = 321,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

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

$$i_{уд1} = 1,36 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,93 = 26,78 \text{ кА}$$

Таблица 4 - Выбор выключателя 10 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 4000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 2309,4 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{no} = 13,93 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{откл.ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 321,14 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{no} = 13,93 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{y01} = 26,78 \text{ кА}$	$i_{вкл} \leq i_{y01}$

Выбираем выключатель : ВВУ- СЭЦ-10-20/4000

ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/4000 – вакуумный выключатель с пружинно-моторным приводом (возможна установка электромагнитного привода). Выключатель предназначен для коммутации высоковольтных электрических цепей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземлённой нейтралью частоты 50 Гц напряжения 10 кВ в номинальном режиме работы электроустановки и для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах.

Достоинства высоковольтных вакуумных выключателей серии ВВУ-СЭЦ:

- возможность ручного включения выключателя;
- наличие встроенных в привод выключателя расцепителей;
- простота конструкции;
- высокая надёжность;
- легко встраивается в различные типы КРУ и КСО;
- возможность установки привода отдельно от выключателя;
- хорошее соотношение «цена-качество», сравнительно с другими выключателями.

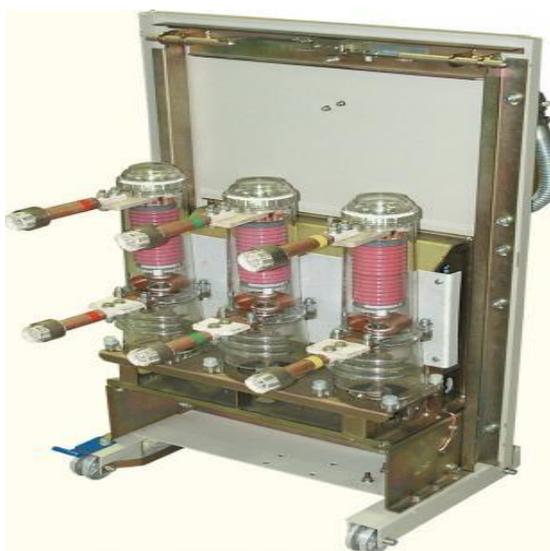


Рисунок 5 – Выключатель ВВУ- СЭЦ-10-20/4000

4.3 Выбор разъединителей.

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, т.к. контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителей цепь должна быть разомкнута выключателем.

К надежности разъединителей предъявляют высокие требования. Это объясняется большим числом разъединителей в электрических установках и важностью их для схем соединений. Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации разъединителей стремятся использовать разъединители трехполюсного типа. Чтобы исключить ошибочные действия с разъедините-

лями, устанавливают блокировки, которые разрешают оперировать с разъединителями в том случае, если связанный с ними выключатель отключен .

Разъединители могут выполняться с одним или двумя заземляющими ножами.

Их выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, в режиме к.з. проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Расчетные величины для выбора разъединителей те же, что и для выключателей.

Таблица 5 - Выбор разъединителей.РУ-110кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 209,9 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,93 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 35,61 \text{ кА}^2$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Тип разъединителя: РГ – 110 / 1000 УХЛ1.

Разъединители РГ-110 наружные горизонтально-поворотного типа предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей (при их наличии), составляющих единое целое с разъединителем.

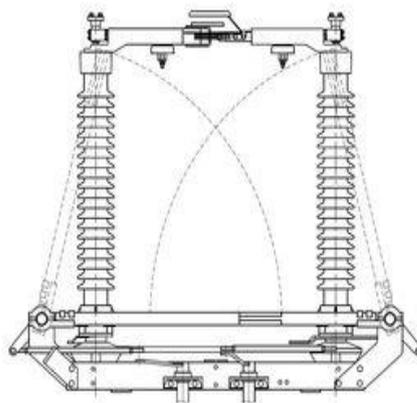


Рисунок 6 – Разъединитель РГ – 110 / 1000 УХЛ1.

Таблица 6 - Выбор разъединителей.РУ-35кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 659,8 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{y0} = 17,96 \text{ кА}$	$I_{y0} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 127,92 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Тип разъединителя: РГП – 35 / 1000 УХЛ1.

Разъединители РГП-35 кВ предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи высокого напряжения 35 кВ, промышленной частоты 50 Гц, токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных линий, а также заземления отключенных участков при помощи встроенных заземлителей.

Р - разъединитель

Г - горизонтально-поворотного типа

П - с полимерной изоляцией, соответствующей II степени загрязнения атмосферы по ГОСТ 9920 (для разъединителей с фарфоровой изоляцией буква отсутствует)



Рисунок 7 – Разъединитель РГП – 35 / 1000 УХЛ1

4.4 Выбор трансформаторов тока

Для контроля за режимом работы электроприемника используются контрольно-измерительные приборы, присоединяемые к цепям высокого напряжения через трансформаторы тока. Трансформаторы тока выбираются по значению тока, протекающего в первичной обмотке. Трансформаторы тока для схемы, как и силовые трансформаторы, выбираются одинаковыми. Первичным током считается ток, протекающий по первичной обмотке трансформатора тока в аварийном режиме, когда один из трансформаторов отключен, а второй, соответственно несет нагрузку двух систем шин, т.е. каждый из трансформаторов тока должен быть рассчитан на протекание суммарного тока нагрузки двух систем шин

Выбираем трансформаторы тока на напряжение 110 кВ

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{20}$$

- по току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (21)$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{1\text{ном}} \quad (22)$$

где $I_{1\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей; [18]

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{\text{уд}} \leq k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} \quad (23)$$

где $k_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (24)$$

где $k_{\text{т}}$ – кратность термической стойкости по каталогу

- по максимальной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} \quad (25)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Прежде чем выбрать трансформатор тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2доп} \approx r_{2доп}$.

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} \quad (26)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2}$$

(27)

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Выберем трансформаторы тока для секционных выключателей и линий, отходящих на трансформатор. В таблице 7 вторичная нагрузка трансформатора тока.

Таблица 7- Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка ВА
Амперметр	ЭА-335	1,5
Вольтметр	ЭВ-335	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Счетчик энергии	ЕА05RL	2
Итого		4,5

Потребляемая мощность прибора:

$$S_{\text{приб}} \leq 4,5 \text{ ВА}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (28)$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$)

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}} \quad (29)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{5^2 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 0,7 - 0,18 - 0,1 = 0,42 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{np}} \quad (30)$$

где L – длина соединительных проводов определяемая по таблице 5;

ρ – удельное сопротивление провода (для меди $\rho=0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$)

Таблица 8 – Длина соединительных проводов

Ветвь	Длина, м
110 кВ	100-150

$$S = \frac{150 \cdot 0,0175}{0,42} = 6,52 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель марки КРВГ сечением 8 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S} \quad (31)$$

$$r_{np} = \frac{150 \cdot 0,0175}{8} = 0,328 \text{ Ом};$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0,328 + 0,1 + 0,18 = 0,608 \text{ Ом}$$

На напряжение 110 кВ выбираем трансформатор тока марки ТВ-110

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведены в таблице

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сети} \leq U_n$
$I_n = 400 \text{ А}$	$I_P = 209,9 \text{ А}$	$I_P \leq I_n$
Класс точности – 0,2; 0,2S		
$Z_n = 2,3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,608 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 190 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 8,93 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 6,21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбираем трансформаторы тока на напряжение 35 кВ

На напряжение 35 кВ выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-35

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведены в таблице 10



Рисунок 8 – Трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-35

$$I_{нагр\Sigma} \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,8 \text{ А}$$

Таблица 10 - Основные технические характеристики трансформатора ТОЛ-СЭЩ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_{сепи} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сепи} \leq U_n$
$I_n = 1500 \text{ А}$	$I_P = 659,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_n$
Класс точности – 0,2; 0,2S		
$Z_n = 2,3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,608 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 190 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 17,96 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 28,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбираем трансформаторы тока на напряжение 10 кВ

$$I_{\text{нагр}\Sigma} = \frac{S_{\text{нагр}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U * N_T} \quad (20)$$

$$I_{\text{нагр}\Sigma} \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309,4 \text{ А}$$

По справочным данным [3] выбираем ближайший трансформатор тока, значение первичного тока которого не менее 2309,4 А, т.е. ТОЛ-СЭЩ-10, класс точности



Рисунок 9 – Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10

Таблица 11 – Технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сети} \leq U_n$
$I_n = 3000 \text{ А}$	$I_P = 2309,4 \text{ А}$	$I_P \leq I_n$
Класс точности – 0,2; 0,2S		
$Z_n = 2,3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,608 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 190 \text{ кА}$	$I_{уд} = 26,78 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 87,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

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

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток вольтметров, приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$.

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{доп} \tag{21}$$

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности цифрового мультиметра щитового исполнения. Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Выбор трансформаторов напряжения на 110 кВ

По справочным данным [3] выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1



Рисунок 10 – Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 4,5 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбор трансформаторов напряжения на 35 кВ

По справочным данным [3] выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1



Рисунок 11 – Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1

Таблица 13 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбор трансформаторов напряжение на 10 кВ

Наиболее подходящим является трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10



Рисунок 12 – Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 30 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

4.6 Выбор кабелей на стороне 10 кВ

Для подключения КРУ 10 кВ к силовому трансформатору используются кабели с алюминиевыми жилами. Данные кабели должны выдерживать максимальный ток нагрузки, т.е. ток при работе обеих систем шин через один трансформатор.

$$I_{\text{нагр}\Sigma 10\text{кВ}} = I_{\text{нагр}\Sigma} \cdot \frac{1}{k_T}$$

$$I_{\text{нагр}\Sigma 10\text{кВ}} = 2309,4 \cdot \frac{1}{87,5} = 26,4 \text{ А}$$

Для кабельной линии выбираем кабель марки

Удельные параметры кабеля АПвВнг-1х800-10

А - алюминиевая токопроводящая жила

Пв - изоляция из сшитого полиэтилена

В - оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести

нг(А) - не распространяет горение при групповой прокладке по категории

А

1 - количество жил

800 - сечение жилы

10 - номинальное напряжение, кВ

4.7 Выбор КРУ на напряжение 35 кВ

Шкаф КРУ на 35 кВ предназначен для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц номинальным напряжением 35 кВ, с изолированной нейтралью или с частично заземленной нейтралью на всех видах электростанций, распределительных подстанциях энергосистем, подстанциях промышленных предприятий, в том числе на подстанциях городских, сельских, коммунальных и других электрических сетей. Шкаф КРУ применяется для комплекто-

вания трансформаторных подстанций 35/0,4 кВ на стороне 35 кВ, а также для распределительных пунктов (РП) 35 кВ, объектов электроэнергетики, железнодорожного транспорта и промышленных предприятия.

Шкаф КРУ не предназначен для работы в условиях тряски, вибрации, ударов, во взрывоопасной и пожароопасной среде: в условиях усиленного загрязнения, действия газов, испарений и химических отложений, вредных для изоляции.

Выбор распределительного устройства производится по номинальному напряжению, номинальному току, токам короткого замыкания и тд.



Рисунок 13 - КРУ СЭЩ-70-35 УХЛ1

Таблица 15 – Основные параметры шкафа КРУ серии СЭЩ-70-35 УХЛ1

Технические характеристики	Значение
Номинальное напряжение высшей стороны, кВ	35
Номинальный ток, А	1 000,1 600
Ток электродинамической стойкости, кА	64
Ток термической стойкости, кА	25
Температура окружающего воздуха, °С	-60° +40°

4.8 Выбор КРУ на напряжение 10 кВ



Рисунок 14 - Шкаф КРУ серии СЭЩ-61М

Таблица 16 – Основные параметры шкафа КРУ серии СЭЩ-61М

Наименование параметра	КРУ СЭЩ-61М
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	15
Номинальный ток сборных шин, А	4000
Ток термической стойкости, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	128
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5; 40

Комплектные распределительные устройства серии СЭЩ-61 М предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц напряжением 6(10) кВ на токи 630–4000 А.

Шкафы КРУ СЭЩ-61 М предназначены для работы внутри помещения, климатическое исполнение УХЛЗ и ТЗ.

КРУ СЭЩ-61 М применяется:

- в составе КТПБ;

- в качестве КРУ-6(10) кВ

КРУ СЭЩ-61 М используется:

- в нефтяной, газовой, угольной и металлургической промышленности; — в энергетике;
- в распределительных сетях энергокомплекса;
- в сельском хозяйстве;
- для нужд промышленных предприятий;
- для городских и муниципальных сетей;

4.9 Выбор ОПН

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначается для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, выполненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

При строительстве ПС 110/35/10 кВ «Агрокомплекс» для защиты оборудования подстанции от грозовых и коммутационных перенапряжений предусматривается установка ограничителя перенапряжений нелинейных, которые будут устанавливаться в КРУ-35 кВ, КРУ 10 кВ, у вводов 35 кВ и вводов 10 кВ трансформаторов (Т1, Т2), а также на проектируемых блоках КТПБ-110 кВ вблизи проектируемых силовых трансформаторов.

Таким образом, ОПН 35 кВ и ОПН 10 кВ, установленные в ячейках трансформаторов напряжения, обеспечивают защиту сборных шин 35 кВ и 10 кВ соответственно, а ОПН 35 кВ и ОПН 10 кВ установленные непосредственно у соответствующих вводов силовых трансформаторов (Т1, Т2) обеспечивают защиту трансформаторов от грозовых перенапряжений

не зависимо от коммутационного положения вводных выключателей 35 и 10 кВ. Трансформаторы 110 кВ по режимам работы сети могут работать как с нормально разземленными, так и с нормально заземленными нейтральными, поэтому в их нейтральных предусмотрены заземлители и ОПН 110 кВ. Данный

ОПН соединяется с нейтралью силового трансформатора без коммутационных аппаратов, чтобы при отключении заземлителя ЗОН-110 нейтраль трансформатора оставалась защищенной.

Проектируемые нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-110 УХЛ1 (класс пропускной способности не менее II, $I_{пр}$ не менее 650А), ОПН-35 УХЛ1 (класс пропускной способности не менее III, $I_{пр}$ не менее 900А), ОПН-10 УХЛ1 (класс пропускной способности не менее II, $I_{пр}$ не менее 650А), обеспечивают надёжную защиту силовых трансформаторов и оборудования ОРУ-110 кВ, КРУ 35 кВ, КРУ 10 кВ при грозовых импульсах, при несимметричных КЗ на ПС и при наибольшем длительном рабочем напряжении. Для контроля тока утечки ОПН-110 кВ и ОПН-35 кВ оснащаются или датчиками тока, или системой мониторинга, в зависимости от производителя ОПН. Места установки ОПН выбраны в соответствии с требованиями ПУЭ, изд.7 и приведены на схеме и плане подстанции, см. на чертежах «Однолинейная схема подстанции Агрокомплекс» и «План подстанции. Разрезы».

Выбор ОПН

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

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

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 220кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (22)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (23)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{115,5}{1,52} = 75,98 \text{ кВ}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПНп-110/550/88-10-IV УХЛ1 При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, определяемая по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (24)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 236 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470 \text{ Ом} / 5, \text{ с. 201/}$;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно вычислить по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (25)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{550}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 550} = 495,49 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитываем по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (26)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(495,49 - 236)}{470} \cdot 236 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 319,06 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (27)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{319,06}{110} = 2,9 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПНп-110/550/88-10-IV УХЛ1 удельной энергоемкостью 3,1 кДж/кВ.

Выбор ОПН для других РУ выполняется аналогично, результаты выбранных ОПН сведены в таблицу 15.

Таблица 17 – Выбранные ОПН

Для РУ 110кВ	ОПНп-110/550/88-10-IV УХЛ1
Для РУ 35 кВ	ОПНп-35/550/40,5-10-III УХЛ1
Для РУ 10 кВ	ОПНп-10/550/12 УХЛ1

5. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

На проектируемой ПС нужно предусмотреть размещение силовых трансформаторов собственных нужд, в камерах трансформаторов проектируемого КРУ-10. Для повышения надежности электроснабжения собственных нужд ПС 110/35/10 кВ «Агрокомплекс», предусмотрено две секции СН-0,4(каждая секция запитана от соответствующего трансформатора ТСН-1 и ТСН-2) и секционный выключатель СН 0,4 кВ с автоматикой АВР-0,4 кВ.

Потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, освещение ОРУ и аварийное освещение ОПУ, система пожаротушения, отопление КРУ.

Таблица 18 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		Р _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
1	2	3	4	5	6

Подогрев КРУ	-	2*10	1	2*10	-
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				121	6

Расчетная нагрузка при $K_c = 0,8$:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (28)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{121^2 + 6^2} = 96,91 \text{ кВА}$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4} \quad (29)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{96,91}{1,4} = 69,22 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТСН 100/10/0,4

6. ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

6.1 Общие положения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – коммутационные и грозовые перенапряжения.

Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю. Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии под-

вержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности применяются тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищают несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства [5].

6.2 Расчёт заземлителя подстанции

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [2].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (30)$$

$$S = (63 + 2 \cdot 1,5) \cdot (33 + 2 \cdot 1,5) = 2376 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 20 \text{ мм} ;$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверим сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (31)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверим на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{МОЛН}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (32)$$

где $T = t_{01} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Проверим сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (33)$$

где $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (34)$$

Для средней полосы $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 259,92 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаю расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 10$ м.

Общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (35)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 2376}{10} = 475,2 \text{ м};$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (36)$$

$$m = \frac{475,2}{2 \cdot \sqrt{2376}} - 1 = 8,74$$

Принимаем: $m = 10$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 10 \text{ м}; \quad (37)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 4,87 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (38)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2376} \cdot (10 + 1) = 1072,37 \text{ м}$$

Определяю количество вертикальных электродов.

Принимаю: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B$$

$$a = 4 \cdot 5 = 20 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (39)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2376}}{20} = 9,74$$

Принимаю: $n_B = 10$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (40)$$

где $\rho_{ЭР}$ -эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_{Э} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (41)$$

где ρ_1, ρ_2 –удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_{в}} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (42)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{в}} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (43)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$ расчёт коэффициента k производится

по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1$$

Теперь определяю:

$$\rho_{Э} = 30 \cdot \left(\frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Вычисляется расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{2376}} + \frac{1}{1072,37 + 10 \cdot 5} \right) = 0,28 \text{ Ом}$$

где - A_{\min} - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{2376}} = 0,102; \quad (44)$$

Принимаю: $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (45)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2376}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,41;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \quad (46)$$

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,28 \cdot 1,41 = 0,394$$

Условие $R_u < 0,5$ выполняется.

6.3 Расчёт молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от

прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы [2].

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

На ОРУ 110 кВ произведем расчет для зоны защиты типа- А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ [9].

Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 31,75 \text{ м,}$$

При $H \leq 150$ м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H \text{ м.} \quad (47)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 31,75 = 26,98 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (48)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 33 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11,2 \text{ м. – на уровне шинного портала;}$$

$$h_x = 16,7 \text{ м. – на уровне линейного портала.}$$

Расстояние между молниеотводами приведено в таблице:

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 33 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \quad (49)$$

$$h_{\text{сх}} = 26,98 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,75) \cdot (42 - 31,75) = 25,13$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx}^{nm} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right) \quad (50)$$

$$r_{cx}^{nm} = 33 \cdot \left(\frac{20,11 - 11,2}{20,11} \right) = 14,6$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (51)$$

$$r_x = 33 \cdot \left(1 - \frac{11,2}{26,98} \right) = 19,25$$

Дальше расчёт молниезащиты выполняется аналогичным образом, результаты расчета приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Результат расчета молниезащиты.

<i>Молниеотводы</i>	<i>L, м</i>	<i>r_x на уровне защищаемого объекта, м</i>	<i>r₀ на уровне земли, м</i>
1-2	42	19,3	33

6.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые) [5].

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в элект-

роустановку или вблизи нее.

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий.

Определяем критический ток перекрытия изоляции:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} \quad (52)$$

где $U_{50\%}$ – Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ;

z – Волновое сопротивление ошиновки, Ом.

Доля опасных перенапряжений возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы:

$$P_{пр} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (53)$$

Ток обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$I_{ОП} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{гирл}}{R_u} \quad (54)$$

где $l_{гирл}$ – Высота подвеса гирлянды на опоре, км;

R_u – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

Вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов [5]:

$$P_{пр} = e^{-0.04 \cdot I_{ОП}} \quad (55)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{III} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{np} + \eta_{on} \cdot p_{on}) \quad (56)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км² поверхности;

A – Длина территории подстанции, м;

B – Ширина территории подстанции, м;

$R_{экв}$ – Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды, м;

p_{α} – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы;

η_{np} – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы;

η_{on} – Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозовых разрядов в ОРУ, лет:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (57)$$

Число опасных грозовых перенапряжений от набегающих волн на подстанцию в целом, т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения за год [5]:

$$N_{не} = N \cdot N_{гроз_ч} \cdot l_{он_зон} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_{э}) \cdot (p_{\alpha} \cdot \Psi_{np} + \delta_{on} \cdot p_{on} \cdot \Psi_{on}) \quad (58)$$

где N – Общее число ударов молнии на 100 км длины линии;

$N_{\text{гроз}_ч}$ – Число грозových часов;

$l_{\text{он}_\text{зона}}$ – Длина опасной зоны, км;

$n_{\text{вл}}$ – Количество отходящих линий;

$k_{\text{э}}$ – Коэффициент взаимного перекрытия линии внегородской черты (просека);

$\psi_{\text{пр}}$ – Доля опасных для изоляции пс импульсов про прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны;

$\psi_{\text{он}}$ – Доля опасных для изоляции пс импульсов про обратных перекрытиях изоляции, возникших в пределах опасной зоны;

$\delta_{\text{он}}$ – Доля грозových ударов в опору

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС:

$$T_{\text{нв}} = \frac{1}{N_{\text{нв}}} \quad (59)$$

Расчет грозоупорности приведен в приложение В.

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,000789 раз. Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозových разрядов в ОРУ равна 1259 лет. Число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на подстанцию за год равно 0,00174 раза.

7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них подвижных или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны нарушения нормальных режимов работы. В связи с этим трансформаторы оснащаются соответствующими устройствами релейной защиты.

Из выше изложенного следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

- 1) полное отключение трансформатора при его повреждении;
- 2) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него больших токов в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях или отказах защит оборудования или выключателей;
- 3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстан-

ции при перегрузке трансформатора, разложении масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и шин трансформаторов. Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор, при повреждении как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

7.2 Расчет защит трансформатора

Расчет основных защит трансформатора представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчета релейной защиты трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого тр-ра соответствующей его походной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309,4$
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	400/5	1500/5	3000/5

Схема соединения ТТ	—	Д	Д	У
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$\frac{209,9 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 4,5$	$\frac{659,8 \cdot \sqrt{3}}{750 / 5} = 3,8$	$\frac{2309,4 \cdot \sqrt{3}}{3000 / 5} = 6,66$
МТЗ				
Рабочий максимальный ток, А	$I_{р.мах} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,9$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309,4$
Ток срабатывания защиты, А	$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зан}}{K_B} \cdot I_{р.н}$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 209,9 = 592,6$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 659,8 = 1862,9$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 2309,4 = 6520,6$

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}} = \frac{I_k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{\text{МТЗ}}}$	$\frac{3,715 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{0,592} = 5,46$	$\frac{7,89 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{1,8629} = 3,68$	$\frac{13,93 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{6,5206} = 1,86$
Защита от перегрузки				
Ток срабатывания защиты, А	$I_{\text{сз.п}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_B} \cdot I_{\text{ном}}$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 209,9 = 259,28$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 659,8 = 815,04$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 2309,4 = 2852,8$
Вторичный ток защиты, А	$I_{\text{втор.п}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{сз.п}}}{n_T}$	$\frac{259,28}{40} \cdot 1,732 = 11,22$	$\frac{815,04}{240} \cdot 1,732 = 10,08$	$\frac{2852,8}{600} \cdot 1,732 = 8,235$

7.3 Дифференциальная защита трансформаторов

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах, а лишь в следующих случаях:

1) на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше;

2) на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше;

3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора.

Дифференциальная защита, без выдержки времени, обеспечивает отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле. Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора.

При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон [1].

Расчет параметров реле и уставок дифференциальной защиты силового трансформатора:

Ток срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора на базе микропроцессорных реле должен отстраиваться от броска тока

намагничивания, а также от токов небаланса относительно сторон СН и НН силового трансформатора:

$$I_{с.з.} \geq \begin{cases} K_{зан1} \cdot I_{номВН}; \\ K_{зан2} \cdot I_{н.б.К-1}; \\ K_{зан3} \cdot I_{н.б.К-2}. \end{cases} \quad (60-63)$$

где $K_{зан1}$ - коэффициент запаса ($K_{зан} = 4$);

$K_{зан2}, K_{зан3}$ - коэффициент запаса ($K_{зан2} = K_{зан3} = 1,3$);

$I_{н.б.К-1}, I_{н.б.К-2}$ - токи небаланса от низкой и средней стороны соответственно.

Ток небаланса защиты, относительно стороны НН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-5} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рнн}}{100} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.К-5}^{(3)}, \quad (64)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий наличие быстронасыщающегося сердечника в трансформаторах тока, наличие переходных режимов ($K_{пер} = 2$);

$K_{одн}$ - коэффициент однородности трансформаторов тока, учитывающий наличие трансформаторов тока на разные или одинаковые напряжения (для трансформаторов тока на разные номинальные напряжения $K_{одн} = 1$);

ε - погрешность работы трансформаторов тока, составляющая 5% для выбранных трансформаторов тока, а также для реле на микропроцессорной базе ($\varepsilon = 0,05$);

$\Delta f_{\text{добав}}$ - величина, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН трансформатора – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы изготовителя значение $\Delta f_{\text{добав}}$ можно принимать равным 0,04;

$\Delta U_{\text{рнн}}$ - наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора (при регулировке напряжения $\pm 9 \cdot 1,78\%$, наибольший относительный предел $\Delta U_{\text{рнн}} = 16,02\%$)

$$I_{\text{н.б.К-5}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + 0,04) \cdot 277,19 = 83,21 \text{ A.}$$

Ток небаланса защиты, относительно стороны СН силового трансформатора:

$$I_{\text{н.б.К-4}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{\text{рнн}}}{100} + \frac{\Delta U_{\text{нбв}}}{100} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{к.з.К-4}}^{(3)}, \quad (65)$$

где $\Delta U_{\text{нбв}}$ - наибольший относительный предел регулировки напряжения без возбуждения силового трансформатора (для силового трансформатора, как правило $\Delta U_{\text{нбв}} = 5\%$).

$$I_{\text{н.б.К-4}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + \frac{5}{100} + 0,04) \cdot 423,25 = 148,22 \text{ A.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з.} \geq \begin{cases} 4 \cdot 209,9 = 839,6 \text{ A}; \\ 1,3 \cdot 659,82 = 857,76 \text{ A}; \\ 1,3 \cdot 2309,4 = 3002,22 \text{ A}. \end{cases}$$

Из условия принимаем ток срабатывания защиты, равным 839,6 А.

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{c.p.} = \frac{K_{cx}}{n_{TA}} \cdot I_{c.з.}; \tag{66}$$

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3}}{\left(\frac{300}{5}\right)} \cdot 839,6 = 24,23 \text{ A}.$$

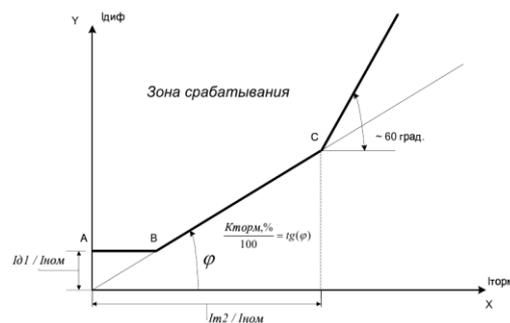


Рисунок 15 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Для микропроцессорной релейной защиты выбору подлежат величины, отмеченные на рис 15, которые представляются в относительных единицах (относительно номинального тока):

$I_{d1}/I_{ном}$ - базовая уставка ступени;

$K_{торм}$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{m2}/I_{ном}$ - вторая точка излома тормозной характеристики;

Базовая уставка $I_{d1}/I_{ном}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 -

0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0 $I_{\text{ном}}$). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{\text{скв}}$ (ток внешнего КЗ), он может вызвать дифференциальный ток (ток набаланса):

$$I_{\text{н.б.}} = I_{\text{ДИФ}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) I_{\text{скв}}. \quad (67)$$

Этот ток обуславливает появление тормозного тока ДЗТ, который равен:

$$I_{\text{ТОРМ}} = (I_{\text{скв}} + I_{\text{скв}} - I_{\text{ДИФ}}) / 2. \quad (68)$$

Формула предполагает, что один ТТ работает точно, второй имеет погрешность, равную $I_{\text{ДИФ}}$.

Введем понятие коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{скв}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}). \quad (69)$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{ДИФ} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т.} \quad (70)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики. $I_{т2}/I_{ном}$ 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 ($I_{т}/I_{ном} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{т}/I_{ном} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются).

Поэтому рекомендуется уставка $I_{т2}/I_{ном} = 1,5 - 2$.

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$I_{т1}/I_{ном} = (I_{д1}/I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм} \quad (71)$$

При больших уставках $I_{д1}/I_{ном}$ следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Для примера проведем расчет ДЗТ на микропроцессорной базе по вышеизложенной методике для стороны НН:

Для трансформатора, стоящего на ПС Агрокомплекс принимаем

$$I_{д1}/I_{ном} = 0,3.$$

Дифференциальный ток равен:

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) \cdot 423,25 = 115,65 \text{ А};$$

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) = 0,85;$$

$$K_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) / 0,85 = 100 \cdot 0,390 / 0,85 = 46;$$

$$I_{т1}/I_{ном} = (I_{д1}/I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм} = 0,3 \cdot 100 / 46 = 0,65;$$

$$I_{m2}/I_{ном} = 2;$$

$$I_{m2}/I_{ном} > I_{m1}/I_{ном};$$

Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне низкого напряжения примет следующий вид.

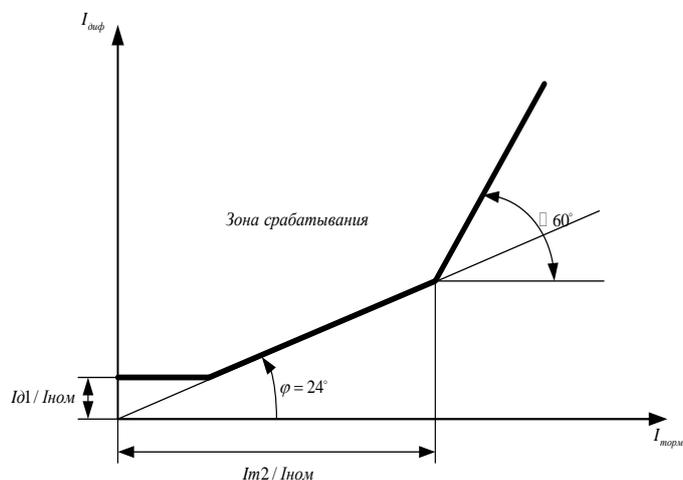


Рисунок 16 – Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне НН силового трансформатора

Расчет уставок срабатывания ДЗТ на стороне СН силового трансформатора проводится аналогично.

Также дальнейший расчет защит трансформатора будет приведен для электромеханической базы, а полученные в результате расчета уставки будут актуальными и для релейной защиты на базе микропроцессорных устройств.

7.4 Газовая защиты трансформатора

Газовая защита трансформаторов универсальной защитой трансформатора, также она является наиболее чувствительной. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформа-

торах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты основано на том, любые повреждения внутри трансформатора вызывают увеличение температуры обмоток, что вызывает разложение масла и изоляции, данные процессы сопровождаются выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. По этой причине газовая защита срабатывает в две ступени. Первая ступень подает предупредительный сигнал при медленном газообразовании. Вторая ступень отключает трансформатор при интенсивном газообразовании или понижении уровня масла, данная ступень защиты может срабатывать, минуя первую ступень. При некоторых опасных повреждениях действует только она, так как другие типы защит не могут обнаружить определенные виды повреждений. К данным повреждениям относятся межвитковые замыкания, пожар в стали магнитопровода, неисправности устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

7.5 Защита линии

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учётом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчётам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жёсткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трёхфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже $0,6-0,7 U_{ном}$, отключаются без выдержки времени.

Для линий 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой

направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

На линии «Агрокомплекс» - ПС «Павловка» установлены выключатели элегазовые ВЭБ-110-2500/40 УХЛ1 и трансформаторы тока ТВ-110 УХЛ-1 с коэффициентом трансформации $n_{т.уст.} = \frac{400}{5}$

Релейная защита данного участка выполнена шкафами релейной защиты типа *Сириус-3-ЛВ-02*, основывающихся на микропроцессорной элементной базе.

Все расчеты уставок защит линии приводятся для реле на электромеханической базе и могут быть приняты как уставки МПРЗ, которые задаются путем программирования микропроцессорных реле на рассчитанные значения контролируемого параметра (уставки).

Токовая отсечка

Токовая отсечка является наиболее простой разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с).

Селективность действия токовых отсечек достигается ограничением их зоны работы так, чтобы отсечка не действовала при КЗ на смежных участках сети, защита которых имеет выдержку времени, равную или больше, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

Зоны действия отсечек можно определить графически, как точки пересечения прямой, соответствующему току срабатывания, с кривыми изменения токов КЗ. Для этого нам необходимо построить кривые спадания токов

по линиям при трехфазных и двухфазных КЗ (графики в приложении А и на рисунках 4 и 5).

В связи с тем, что питание обеспечивается с двух сторон, для работы МТО устанавливается орган направления мощности.

Ток срабатывания отсечки определяем как произведение коэффициента запаса (1,3) на максимальный ток, протекающий через защиту при КЗ на шинах приемной подстанции:

$$I_{CЗ} = k_{отсчр} \cdot I_{\max}^{(3)} = 1,3 \cdot I_{\max}^{(3)} \quad (72)$$

$$I_{CP} = \frac{k_{сх.Δ} \cdot I_{CЗ}}{n_{т.уст.}} \quad (73)$$

При установке ТО, ток срабатывания защиты и реле будут равен:

Для выключателей Q₁ и Q₂ (со стороны Агрокомплекс):

$$I_{сзМТО}^I = 1,3 \cdot 8,93 = 11,61 \text{ кА}$$

$$I_{срМТО} = \frac{11,61 \cdot 5}{0,8} = 72,56 \text{ А}$$

Для выключателя Q₃ и Q₄ (со стороны ПС Павловка):

$$I_{сзМТО}^I = 1,3 \cdot 2,872 = 3,73 \text{ кА}$$

$$I_{срМТО} = \frac{3,73 \cdot 5}{0,8} = 23,34 \text{ А}$$

Строим графики спадания токов трехфазного и двухфазного КЗ с линией тока срабатывания отсечки:

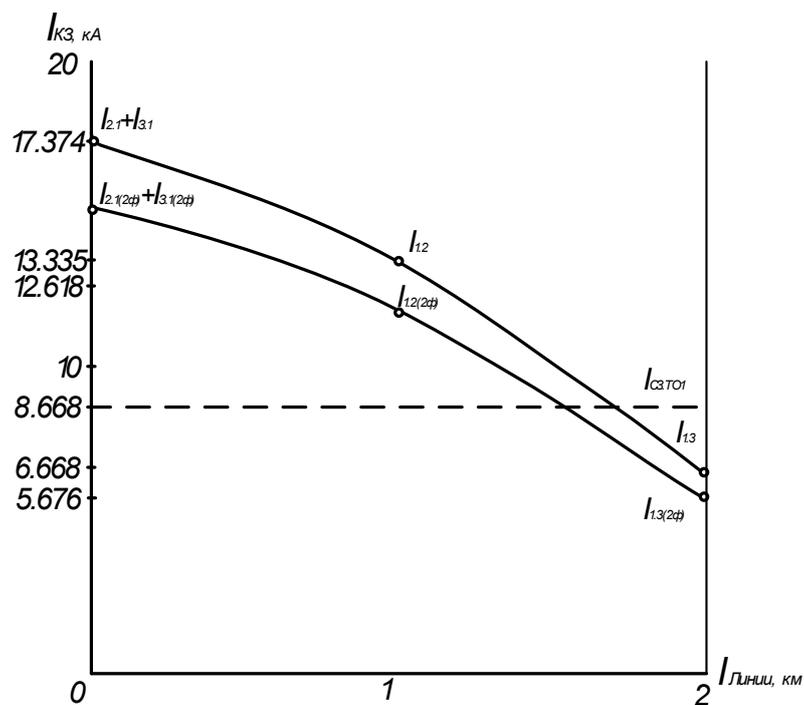


Рисунок 17 – Определение зоны срабатывания ТО со стороны Агрокомплекс

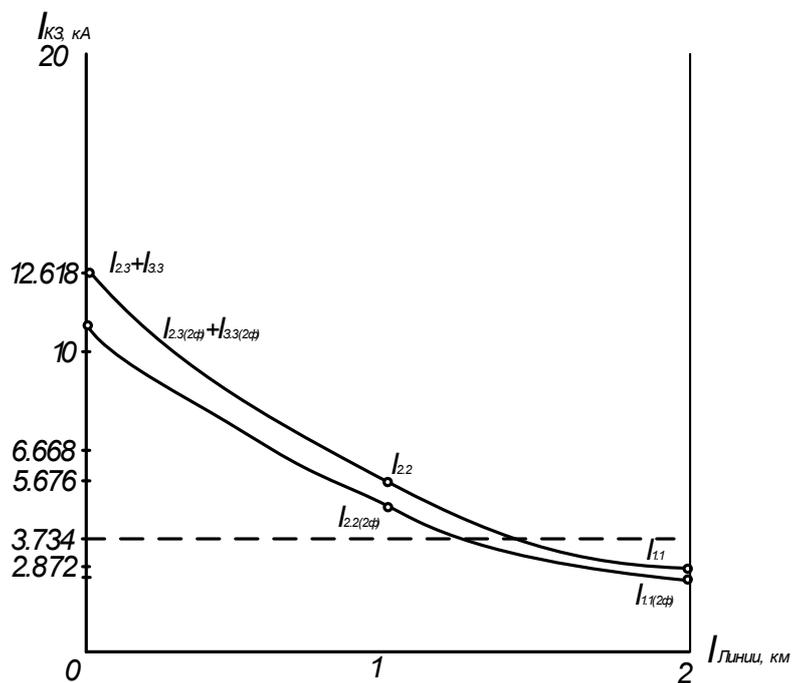


Рисунок 18 – Определение зоны срабатывания ТО со стороны ПС Западная

Как видно из рисунков 3 и 4, зоны срабатывания ТО оказались больше минимально допустимой (20% от длины линии). Значит, данную защиту мы можем принять к установке.

Т.к. питание происходит с двух сторон, необходимо отстроиться от макс. тока качаний:

$$I_{\text{кач. макс}} = \frac{U_1 + U_2}{X_{\text{эkv. лин}}}, \quad (74)$$

$$I_{\text{кач. макс}} = \frac{2 \cdot 110}{16,138} = 13,63 \text{ кА}$$

Исходя из результатов, делаем вывод о необходимости отказа от учета тока качаний и установки устройства блокировки от качаний.

Первая ступень МТЗ выполняется без выдержки времени

Вторая ступень для защит на стороне БТЭЦ будет определяться током трехфазного КЗ в конце смежных линий:

$$I_{\text{сзМТОП}} = k_3 \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = 1,3 \cdot I_{\text{max}}^{(3)}. \quad (75)$$

$$I_{\text{сзМТОП}} = 1,3 \cdot 6,093 = 7,922 \text{ кА}$$

$$I_{\text{сзМТОП}} = 1,3 \cdot 6,115 = 7,949 \text{ кА}$$

Выбираем наименьший.

$$I_{\text{срМТОП}} = \frac{7,92 \cdot 5}{0,8} = 49,51 \text{ А}$$

Выдержка времени второй ступени $t_{\text{ПQ1}} = 0,5 \text{ с}$, $\Delta t = 0,5 \text{ с}$.

8. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

В зависимости от характера воздействия на организм человека опасных факторов различают следующие виды производственных травм:

- механические повреждения (ушибы, ранения, вывихи, переломы, сотрясения мозга и др.);
- поражения электрическим током (электроудары, электротравмы);
- термические (ожоги, тепловые удары, обморожения);
- химические (ожоги, острые отравления);
- комбинированные, вызванные одновременным воздействием нескольких факторов с различными последствиями.

Причины производственного травматизма можно условно подразделить на следующие основные группы: технические, санитарно-гигиенические, организационные, психофизиологические.

8.1.2. Требования к обслуживающему персоналу

Согласно требованиям ПУЭ на любом электроэнергетическом объекте должен осуществляться постоянный и периодический контроль технического состояния электроустановок. Постоянный контроль должен производиться оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования должны производиться лицами, ответственными за их безопасность. Также должен быть назначен персонал, отвечающий за технический надзор оборудования.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование

и учет отказов в работе энергоустановок и их компонентов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

Технический персонал, производящий осмотры и ремонт электроустановок, должен подтверждать знание правил техники безопасности путем сдачи экзамена по ПТБ на соответствующую группу с выдачей удостоверения. Помимо этого от персонала требуется знание оперативных схем, должностных и эксплуатационных инструкций и особенностей оборудования.

8.1.3 Основные электротехнические средства

Средства защиты, используемые в электроустановках, должны удовлетворять требованиям, соответствующей государственному стандарту и «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках».

Главным фактором при обслуживании электрообъектов, является поражения персонала электрическим током. Поэтому подстанция должна быть укомплектована средствами индивидуальной защиты персонала.

Персонал обслуживающий электроустановки делятся на оперативно-выездные бригады, обслуживающие подстанции и распределительные электросети, и персонал централизованного ремонта подстанций, воздушных и кабельных линий. Численность бригад и её состав с учетом групп по электробезопасности определяется исходя из условий выполнения работы. Электрические средства, находящиеся в пользовании оперативно-выездных и ремонтных бригад или в индивидуальном пользовании персонала, необходимо хранить в ящиках, сумках и чехлах.

Средства защиты, находящиеся в эксплуатации проходят периодические испытания, их сроки и виды испытаний нормируются в [1]. Помимо комплектования оперативно-выездных и ремонтных бригад, существуют нормы комплектования средствами защиты РУ, п/ст, щитов и пультов. В таб.19 приведены нормы комплектования средствами защиты п/ст.

Таблица – 22 средства защиты.

Средства защиты	Наименование, допустимое количество
1.Изолирующая штанга.	2 шт.
2.Указатель напряжения.	2 шт.
3.Изолирующие клещи.	по 1 шт. на 10 и 35 кВ.
4.Диэлектрические перчатки.	не менее 2 пар.
5.Диэлектрические боты.	1 пара
6.Переносное заземление.	не менее 2 на каждое напряжения
7.Шланговый противогаз.	2 шт.
8.Защитные очки.	2 пары.

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

8.1.4 Безопасность при проверке и обслуживании устройств РЗА

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов и устройств релейной защиты, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток трансформаторов тока, независимо от их числа, допускается выполнять заземление только в одной точке.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле, цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно закорачивается на специально предназначенных для этого зажимах.

В цепях между трансформаторами тока и зажимами, где установлена закоротка, запрещается производить работы, которые могут привести к замыканию цепи.

При производстве работ на трансформаторах тока или их вторичных цепях необходимо соблюдать следующие меры безопасности :

а) шины первичных цепей не использовать в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже, при выполнении сварочных работ не использовать их в качестве токоведущих цепей.

б) цепи измерений и защиты присоединять к зажимам указанных трансформаторов тока после полного окончания монтажа вторичных схем;

в) при проверке полярности, приборы которыми она производится, до подачи импульса тока в первичную обмотку надёжно присоединять к зажимам вторичной обмотки.

Работа в цепях устройств релейной защиты, электроравтоматики и телемеханики производится по исполнительным схемам, запрещается работа по памяти.

При проверке цепей измерения, сигнализации, управления и защиты в случае необходимости в помещении электроустановок напряжением выше 1000В разрешается оставаться одному лицу из состава бригады по условиям работы; лицо, находящееся отдельно от производителя работ, должно иметь группу не ниже 3; этому лицу производитель работ должен дать необходимые указания по технике безопасности.

При работах в цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постоянного источника снимается предохранитель со стороны высшего и низшего напряжений и отключаются автоматы от вторичных обмоток.

8.2 Экологичность

8.2.1 Электроэнергетика и экологичность

Электроэнергетика является одной из наиболее опасных с точки зрения экологической безопасности отраслей экономики. Негативное воздействие электроэнергетических объектов на окружающую среду имеет несколько составляющих: задымление, электромагнитное воздействие, тепловое воздействие, радиоактивное воздействие (АЭС), запыление, химическое загрязнение, поражение живых организмов электрическим током и ряд других.

В данной дипломной работе рассматривается проектирование релейной защиты и автоматики. Устройства РЗА предназначены для предотвращения развития аварийных ситуаций в энергосистеме, в процессе которых, как правило, оказывается наибольшее отрицательное воздействие на окружающую среду по многим вышеперечисленным факторам, устройства РЗА служат преградой между объектами энергетики и биосферой.

8.2.2 Воздействие электроэнергетической подстанции на окружающую среду.

Отрицательное воздействие подстанции на окружающую среду в основном имеет следующие аспекты:

- повышенный уровень акустических шумов, возникающих при работе трансформаторов и автотрансформаторов;
- опасность загрязнения почвы и грунтовых (поверхностных) вод трансформаторным маслом;
- повышенный уровень электромагнитных полей.

8.2.3 Акустические шумы

Трансформаторы являются источниками акустических шумов вследствие работы их электромагнитных систем и систем охлаждения .

Уровень шума трансформатора в эксплуатации на его рабочем месте определяется по методике, приведенной в [12].

Перед установкой трансформатора ТДТН-40000/110/35/10 нужно проверить на допустимый уровень шума

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (76)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности

от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (77)$$

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

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (78)$$

Отсюда:
$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}}$$

Таблица –23 Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (система охлаждения вида Д)	40	110	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов.

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 40$ МВ·А, $U_{НОМ} = 110$ кВ, трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности $L_{PA} = 91$ дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{PA}=10\lg(2\cdot 10^{0,1\cdot 91}) \text{ дБА}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA}=45 \text{ дБА}$$

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

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(85-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 40 \text{ м.}$$

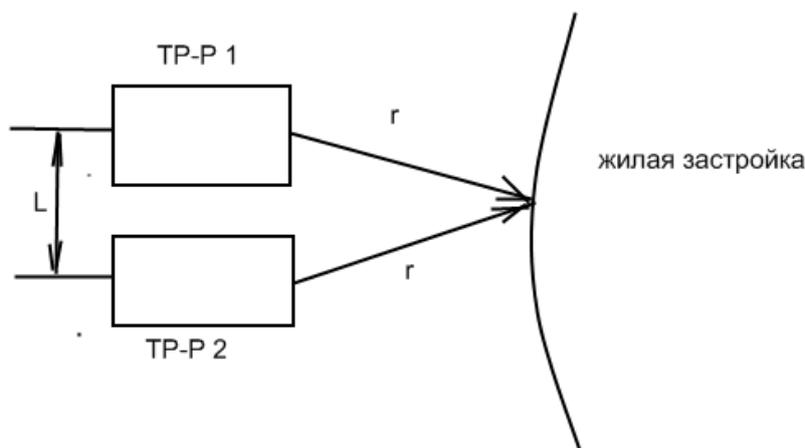


Рисунок - 19 Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 110 Агрокомплекс находится на удалении более 100 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

8.2.4 Загрязнение трансформаторным маслом

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов с массой более

1т в единице (одном баке) и баковых выключателей 110кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники .

Габариты маслоприемника для трансформатора марки ТДТН40000/110/35/10 должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м.

При этом габарит маслоприемника принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием 100% масла содержащегося в корпусе трансформатора .

Для трансформаторов мощностью до 10 МВА допустимо выполнение маслоприемников без отвода масла . При этом маслоприемники должны выполняться в заглублении, рассчитанном на полный объем масла, содержащегося в установленном над ними оборудовании, и закрываются металлической решеткой, поверх которой должен быть посыпан слой чистого гравия или промытого графитного щебня, толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Удаление масла и воды из заглубленного маслоприемника должно предусматриваться переносным насосным агрегатом.

На ОРУ 110 кВ проектируемой подстанции «Агрокомплекс» предполагается установка двух трансформаторов ТДТН-40000/110/35/10. Габариты трансформатора: длина $A=7,3$ м; ширина $B=3,98$ м; высота $H=6,2$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 22$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслонаполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

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

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{22}{0,85} = 25,88 \text{ м}^3 \quad (77)$$

Зная объем, который занимает масло, а так же длину $A=7,3$ м, ширину $B=3,98$ м и высоту $H=6,2$ м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП} = (A+2 \cdot \Delta) \cdot (B+2 \cdot \Delta) = (7,3+2 \cdot 1,5) \cdot (3,98+2 \cdot 1,5) = 69,8 \text{ м}^2$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A+B) \cdot H, \text{ м}^3 \quad (78)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (7,3+3,98) \cdot 6,2 = 139,8 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{УРОВНЯ} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \text{ м}, \quad (79)$$

$$H_{УРОВНЯ} = 25,88 / 69,8 = 0,37$$

Высота маслоприемника:

$$H_{МП} = H_{УРОВНЯ} + h_{Г} + h_{ПЛ}$$

где $H_{УРОВНЯ}$ – высота уровня полного объема масла;

$h_{Г}$ – толщина щебня;

$h_{ПЛ}$ – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{МП} = 0,37 + 0,25 + 0,075 = 0,695 \text{ м}.$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 18 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Дно маслоприемника выполняется под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода через который осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин. и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [6].

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{Н_2О}, \text{ м}^3, \quad (80)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{Н_2О} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{ м}^3, \quad (81)$$

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

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

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

$$V_{Н_2О} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 139,8 = 50328 \text{ л} = 50,33 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = 25,88 + 0,8 \cdot 50,33 = 66,144 \text{ м}^3$$

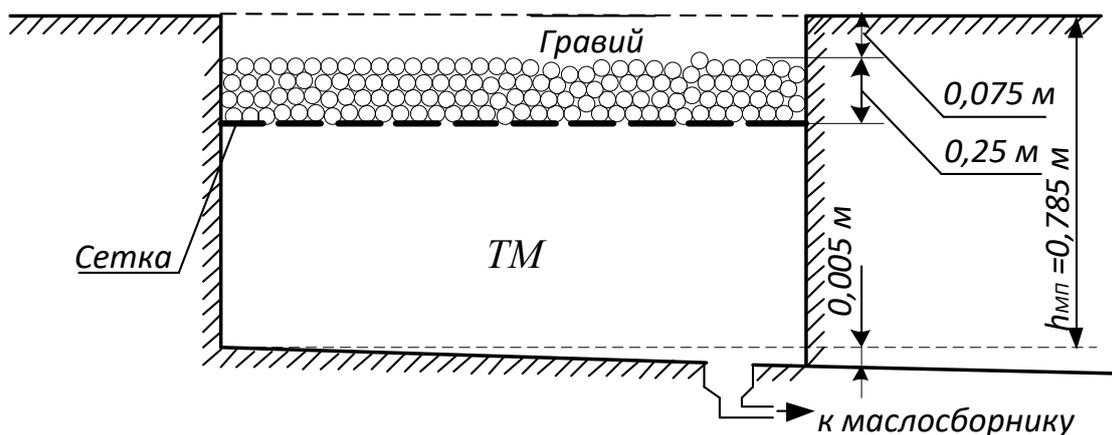


Рисунок - 20. Конструкция маслоприемника с отводом масла

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – $69,8 \text{ м}^2$; объём масла – $25,88 \text{ м}^3$; глубина – $0,785 \text{ м}$; объём маслоборника – $66,144 \text{ м}^3$

8.3. Пожаробезопасность

8.3.1 Общие положения

Устройство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений согласно ПУЭ должны соответствовать требованиям ППБ, подробно изложенным в [9]. Работники энергообъектов должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации. На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия исходя, из особенностей производства и разработан оперативный план тушения пожара.

Стационарные установки тушения пожара, к которым относятся специальные устройства с автоматическим или, дистанционным (ручным) пуском в работу должны поддерживаться в работоспособном состоянии для обеспечения тушения пожара без непосредственного участия персонала в зоне горения.

Установки пожаротушения с дистанционным (ручным) пуском должны обеспечивать подачу огнетушащего средства в зону горения при воздействии персонала предприятия на соответствующие органы управления (кнопки, ключи, электропривод и т.п.).

Оборудование, входящее в состав установки пожарной защиты (насосы, трубопроводы, запорно-пусковая арматура, оросители, пено-генераторы, пожарные извещатели и т.п.) находится в постоянной готовности к работе, не имеет дефектов и по технологическим параметрам соответствует паспортным данным и техническим условиям .

В соответствии с [1] за установками пожарной защиты должен быть установлен постоянный надзор со стороны работников предприятия. Документ о закреплении зон обслуживания и оборудования за цехами предприятия, определении численности персонала (бригады или группы) и лицах, ответственных за техническое обслуживание установок пожарной защиты и их готовность к работе, утверждается руководством предприятия

8.3.2 Средства пожаротушения

Первичные средства пожаротушения, находящиеся в производственных помещениях и других сооружениях и установках, передаются на сохранность соответствующим должностным лицам.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара следует устанавливать знаки по действующему государственному стандарту на видных местах внутри и вне помещений .

Переносные огнетушители на подстанции размещаются на расстоянии не менее 1,2 м от проема дверей и на высоте не более 0,5м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определить тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему.

На пожарных щитах размещаются только первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении, сооружении или установке.

8.3.3 Общие требования

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия – нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также не причинить вреда обслуживающему персоналу;

2) при нарушении правильных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении в какой-либо цепи, относящиеся к ней, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту без нарушения нормальной работы соседней цепи.

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Переход страны к рыночным отношениям и проводимые реформы обусловили новую ориентацию экономической и финансовой деятельности энергетических предприятий. При этом появилась необходимость решения задач, возникающих в рыночных условиях хозяйственной деятельности: совершенствования производственного учета и тарифов на электроэнергию; подготовки и переподготовки персонала; привлечения инвестиций в электроэнергетику, а также снижения издержек и себестоимости передаваемой потребителю электроэнергии.

В рыночных условиях финансовые вложения должны обеспечить их рост и надежный возврат, поэтому при проектировании и реконструкции современных систем электроснабжения, к которым относятся непосредственно подстанции, целесообразно и необходимо проводить экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций в проекты по строительству, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики.

Инвестиции – вложения в основные средства, в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих организаций, приобретение машин, оборудования, инвентаря и т.п., которые в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами бухгалтерского учёта относятся к капитальным вложениям.

Под инвестиционным проектом понимают комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Для того чтобы оценить проектирование ПС «Агрокомплекс» необходимо найти капиталовложения, издержки, амортизационные отчисления.

9.1 Капиталовложения в подстанцию

Капиталовложения – это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

К новому строительству относится возведение зданий и сооружений, осуществляемое на новых площадках.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью затрат, включаемых в капиталовложения могут осуществляться подрядным и хозяйственным способом. В первом случае привлекается внешняя организация или фирма, специализирующаяся на сооружении и возведении энергетических и прочих строительных объектов, во втором предприятие создает временную организационную структуру, которая проводит строительномонтажные работы.

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

- собственных финансовых ресурсов;
- заемных средств;
- привлеченных средств;

При технико-экономическом расчете будем пользоваться укрупненными стоимостными показателями. Их легко использовать для оценки стоимости энергообъекта. УСП не учитывает налоги, а также стоимость оборудования, которое намного меньше стоимости всего объекта. В капитальные вложения на сооружение подстанций входит стоимость оборудования, необходимого для постройки подстанции – трансформаторов, выключателей, а также на установку и наладку противоаварийной автоматики. Расчет капиталовложений в оборудование сведём в таблицы 21-22.

Таблица 24 – Стоимость выключателей

Оборудование	Количество	К _в млн. руб. (цены 2021 г)	Стоимость, млн. руб.
ВЭБ-110	2	2	4
Всего			4

Таблица 25 – Стоимость разъединителей

Оборудование	Количество	$K_{раз}$, млн. руб. (цены 2021 г)	Стоимость, млн. руб.
РГ-110	3	0,485	1,455
Всего			1,455

Так как стоимость элементов дана в ценах 2022 г, то в пересчете не нуждается.

Необходимо учитывать также постоянную часть затрат. Они необходимы для подготовки и благоустройства территории, станции, системы оперативного тока, подъездные дороги и т.д. Принимается с учетом схемы электрических соединений и напряжения 13 млн. руб. по состоянию на 2022 г. [19]:

$$K_{пост} = 22,18 \%$$

Где

2 % -временные здания и сооружения;

8 % -проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

9 % -прочие работы и затраты;

3,18 % -содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль

$$K_c = 1,2218 \cdot (2 + 1,455 + 181,379 + 140,25) = 397,188 \text{ млн. руб.} \quad (82)$$

9.2 Амортизационные отчисления

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции. Амортизационные отчисления включаются в себестоимость продукции.

Амортизационный период – срок полного погашения стоимости средств производства за счет амортизационных отчислений.

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i} , \quad (83)$$

$\alpha_{ам,i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го вида основных средств, о.е.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}} , \quad (84)$$

$T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования.

Срок службы основного оборудования, учитываемого в расчетах, составляет 20 лет.

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{20} = 0,05$$

$$I_{ам} = 397,188 \cdot 0,05 = 19,8594 \text{ млн.руб.}$$

9.3 Отчисления на эксплуатацию

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системой профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Отчисления на эксплуатацию определяются по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{нс}} \cdot \alpha_{\text{ЭКС.нс}} + K_{\text{вл}} \cdot \alpha_{\text{ЭКС.вл}}, \quad (85)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС.вл}}$, $\alpha_{\text{ЭКС.нс}}$ - норма ежегодных отчислений на эксплуатацию ВЛ и подстанции, ТР и ТО, %. приведена в источнике [19];

$K_{\text{нс}}$, $K_{\text{вл}}$ - капиталовложения в подстанцию и ВЛ, расчет приведен выше.

Для силового электрооборудования и распределительных устройств (КРУЭ, КРУ, трансформаторы, и др.) $\alpha_{\text{ЭКС}} = 0,0121$

$$I_{\text{ЭКС}} = 397,188 \cdot 0,0121 = 4,806 \text{ млн. руб.}$$

9.4 Расчет численности персонала, обслуживающего станцию

В соответствии с документом «Нормативы численности промышленно-производственного персонала распределительных электрических сетей», определим численность промышленно-производственного персонала на спроектированной подстанции.

Численность персонала приведена в таблице 23.

Таблица 26 - Численность персонала по обслуживанию электротехнического оборудования ПС

Показатель		Единица измерения	Количество единиц	Условные единицы	Численность, чел.
Силовой трансформатор	110	ед.	2	3,5 чел. на 100 ед.	0,105
Итого		1 человек			
Присоединение с элегазовым выключателем	110	ед.	2	20 чел. на 100 ед	1,4
Итого		4 человека			
Станция	110	ед.	1	2,6 чел. на ед	2,6
Итого		3 человека			
РЗ и А		2,075 человека			
Сумма		11 человек			

Таблица 27 - Численность ремонтного персонала

Подразделение (отдел)	Должность	Численность, чел.
1	2	3
Оперативно-диспетчерское подразделение	Диспетчер	4
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования	Мастер	2
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электросетей	Начальник лаборатории	1
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания трансформаторов	Мастер	1
Сумма	7 человек	

Плюс один человек из административно-управленческого персонала. Также возможно совмещение нескольких должностей. В итоге получаем, что для обслуживания ПС 220 кВ «Агрокомплекс» достаточно 19 человек.

9.5 Расчет заработной платы

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, то необходимо воспользоваться статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле:

$$\Phi ЗП = 12 \cdot N \cdot ЗП , \quad (82)$$

где N – численность персонала предприятия, человек;

$ЗП = 35,837$ тыс. руб. – заработная плата по Приморскому краю.

$$\Phi ЗП = 12 \cdot 24 \cdot 35,837 = 10,32 \text{ млн.руб./год};$$

Ставки налогов и их распределение определяются статьей 241 НК РФ. Ставка налога рассчитывается, исходя из зарплаты сотрудника, при этом действует регрессивная шкала: чем больше зарплата, тем меньше налог. Обычный размер ставки составляет 34 %.

$$ЕСН = 0,34 \cdot \Phi ЗП = 0,34 \cdot 10,32 = 3,509 \text{ млн.руб./год.} \quad (83)$$

9.6 Расчет прочих затрат в электрическую сеть

Затраты энергоресурсов на технологические цели:

$$И_{\Delta W} = C_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (84)$$

где $C_{\Delta W} = 405,52$ – возмещение затрат на передачу 1 МВт·ч эл. энергии – стоимость 1 МВт·ч эл.потерь эл.энергии на 2021 год;

ΔW_{Σ} – суммарные потери эл.энергии в трансформаторах ПС.

$$\Delta W_{\Sigma} = 5800,154 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$И_{\Delta W} = 405,52 \cdot 5800,48 \cdot 10^{-3} = 2352,078 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие затраты:

$$И_{\text{ПРОЧ.}} = 0,3 \cdot (И_{\text{АМ}} + И_{\text{ЭКСП}} + И_{\Delta W} + \Phi ЗП + Е_{\text{ЕСН}}) + 0,03 \cdot К_{\text{ПС}} \quad (85)$$

$$I_{\text{ПРОЧ}} = 0,3 \cdot (143864,289 + 106459,574 + 2352,07 + 38683,008 + 10212,314) + 0,03 \cdot 2877285,782 = 478361215,898 \text{ тыс.руб.}$$

9.7 Расчет тарифов

Согласно Постановлению Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. в расчетах регулируемых тарифов на оптовом и потребительском рынках электроэнергии могут применяться следующие методы ценообразования:

- 1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- 3) метод индексации тарифов.

В необходимую валовую выручку включаются следующие расходы:

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции, включают следующие составляющие расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырье и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяются ФСТ.

Внереализационные расходы (с учетом внереализационных доходов), в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, уплата сомнительных долгов, а также расходы на консервацию основных производственных средств.

Расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

Необходимая валовая выручка, определяемая при установлении долгосрочных тарифов (1 и 2 метод расчета тарифов), рассчитывается по формуле:

$$HBB_i^D = P_i + BK_i + DK_i + \Delta HBB_i^C \quad (86)$$

где HBB_i^D - необходимая валовая выручка, определяемая на год i ;

P_i - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, устанавливаемые на год i ;

BK_i - возврат инвестированного капитала (амортизация капитала), устанавливаемые на год i ;

DK_i - доход на инвестированный капитал, устанавливаемый на год i ;

ΔHBB_i^C - величина изменения необходимой валовой выручки, устанавливаемой на год i , производимого в целях сглаживания тарифов.

В необходимую валовую выручку регулируемой организации включается доход на инвестированный капитал по следующей формуле:

$$ДК_i = РИК_{i0} \times НДСК_i + \left(\sum_{j=i0}^{i-1} И_j - \sum_{j=i0}^{i-1} ВК_j + ЧОК_i \right) \times НДК \quad (87)$$

где $ДК_i$ - доход на инвестированный капитал в году i ;

$РИК_{i0}$ - размер инвестированного капитала в долгосрочном периоде регулирования, начавшемся в году $i0$;

$\sum_{j=i0}^{i-1} И_j$ - сумма величин инвестиций, предусмотренных согласованной инвестиционной программой на долгосрочный период регулирования, начавшийся в году $i0$, с начала периода регулирования до года $i-1$ включительно;

$НДК$ - норма доходности на инвестированный капитал;

$НДСК_i$ - норма доходности на «старый» инвестированный капитал.

В необходимую валовую выручку регулируемой организации включается возврат инвестированного капитала по следующей формуле:

$$ВК_i = \left(\frac{РИК_{i0}}{1 - ИИК_{i0}} + \sum_{j=i0}^{i-1} И_j \right) / СВК \quad (88)$$

где $ВК_i$ - возврат инвестированного капитала в году i ;

$РИК_{i0}$ - размер инвестированного капитала в долгосрочном периоде регулирования, начавшемся в году $i0$;

$ИИК_{i0}$ - износ инвестированного капитала в году $i0$, который устанавливается в соответствии с результатами оценки размера инвестированного капитала;

$\sum_{j=i0}^{i-1} И_j$ - сумма величин инвестиций, предусмотренных согласованной инвестиционной программой на долгосрочный период регулирования;

CBK - срок возврата инвестированного капитала.

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (89)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I – издержки;

C – себестоимость.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = \Sigma P_{cp.god.} \cdot T_G \quad (90)$$

где $\Sigma P_{cp.god.}$ - среднегодовая потребленная электроэнергия;

T_G - число часов в году.

$$W = 206 \cdot 0,8 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 1443648000 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

Затраты на полученную электроэнергию потребителю эл. сети на напряжение 110 (220) кВ с учетом ее передачи по сетям более высокого напряжения:

$$I_W = W \cdot 1 = 1443648 \cdot 1 = 1443648 \text{ тыс. руб.}$$

Всего годовых затрат, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП + ЕСН + I_{\text{ПР}} \quad (91)$$

$$I_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 143864,298 + 106459,574 + 2352,078 + \\ + 38683,008 + 10212,314 + 176789,952 \end{array} \right) =$$

$$= 47861215,898$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{47861215,898}{1443648000} = 0,331 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч};$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W} = \frac{(47861215,898 - 2352078)}{1443648000} = 0,315 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч};$$

$$C_W = \frac{(I_{\Sigma} + I_W)}{W} = \frac{(47861215,898 + 2352078)}{1443648000} = 0,317 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}.$$

9.8 Расчет экономической эффективности проекта

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{\text{чт}}$) численно равна прибыли от реализации ($\Pi_{\text{бт}}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль (H_t):

$$\Pi_{\text{чт}} = \Pi_{\text{бт}} - H_t = O_{\text{пт}} - I_t - H_t \quad (92)$$

где $O_{\text{пт}}$ - стоимостная оценка результатов деятельности объекта, объема реализованной продукции в год t без НДС;

I_t , - суммарные эксплуатационные издержки в год t .

Сравнивая расчетную величину ПНП с минимальным или средним уровнем доходности, можно прийти к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта.

Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных

ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{tc} K_t = \sum_{t=tn}^{T_{OK.П}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=tn}^{T_{OK.П}} (\Pi_{чt} + I_{ам.t}) \quad (93)$$

где tc - срок завершения инвестиций (окончания строительства);

tn - момент начала производства;

I_t - суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию;

$I_{ам.t}$ - амортизационные отчисления.

Находим величину $T_{OK.П}$ обеспечивающую равенство левой и правой частей формулы.

При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле

$$T_{OK.П} = \frac{K}{(\Pi_{чt} + I_{ам.t})} \quad (94)$$

Существенный недостаток этого метода - то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \dot{Y}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\dot{X}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{лик.t} = \Pi_{ч.t} + I_{ам.t} - K_t \quad (95)$$

где K_t - величина инвестиций в год t .

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей - чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (96)$$

Где T_p - расчетный период (для проектов в области энергетики составляет 20 лет), лет;

E - норматив дисконтирования (обычно принимают ставку рефинансирования ЦБ, однако для энергетических ИП рекомендуется принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ, т.е. примерно $E=13\%$), о.е.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие: $\text{ЧДД} > 0$; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть. Со строительством объектов предусматривается дополнительный полезный отпуск электроэнергии на величину 30 МВт и следовательно повлияет на величину себестоимости электроэнергии.

9.9 Заключение экономической эффективности проекта

В ходе выполнения организационно – экономической части данного дипломного проекта определены суммарные капиталовложения необходимые для строительства подстанции «Белогорск».

Рассчитаны затраты на содержание, ремонт и эксплуатацию электрооборудования.

Рассчитаны затраты на оплату труда персоналу и налоги.

В результате расчетов была определена себестоимость электроэнергии:

- себестоимость потерь одного 1 кВт·ч электроэнергии – 0,053 руб./ кВт·ч;
- себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание сети, – 0,315 руб./ кВт·ч;
- себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии, – 0,317 руб./ кВт·ч.

Рассчитана экономическая эффективность инвестиции в проектируемую подстанцию, которая показала целесообразность строительства данной подстанции. Был сделан анализ экономической эффективности проекта.

Общий срок окупаемости 8,5 лет с использованием заемного капитала в 30%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе выполнен анализ и определены основные проблемы существующей схемы ОРУ 110 кВ подстанции, на основании чего определен необходимый объем реконструкции.

Согласно техническому заданию была произведена проектирование подстанции 110/35/10 кВ Агрокомплекс.

Произведен расчет максимальных рабочих токов и токов короткого замыкания, выбраны основные виды защиты и определены необходимые токи срабатывания комплектов релейной защиты. По результатам данных расчетов произведён выбор нового оборудования и проверка установленного.

Определены параметры молниезащиты и сетки заземления подстанции. Проведен анализ влияния работы подстанции на здоровье людей и окружающую среду. Обозначены основные экономические параметры.

Согласно расчетам, произведенным в ВКР, оборудование подстанции устойчиво к действию токов короткого замыкания, выбрано с учетом требований в части климатического исполнения и категорий размещения и способно выполнять свои функции в нормальных и аварийных режимах работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2017. – 132 с.

2 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.

3 Блок, В. М. Электрические системы и сети / В. М. Блок. – М. : Высш.шк., 2018. – 430с.

4 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат. 2018. – 608 с.

5 Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика : учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв – М. : Амурский гос. ун-т. – Благовещенск, 2016. – 31с.

6 Александров, Г. Н. Электрические аппараты высокого напряжения: справочник / Г. Н. Александров, А. И. Афанасьев - М.: Энергоатомиздат, 2016.-503 с.

7 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2019.

8 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат. 2019. - 604 с.

9 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин . - 3-е изд., доп. - М.: Энергоатомиздат, 2017.

10 Усов, С. В. Электрическая часть электростанций: Учеб. пособие / С. В. Усов. - М.: Энергоатомиздат, 2018. - 616 с.

- 11 Барыбина Ю.Г., Федоров Х.Е. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 2020. – 576 с.
- 12 Беркович М.А. Автоматика энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1985. - 208 с.
- 13 ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 14 ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ
- 15 ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания
- 16 Засынкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 2019. – 240 с.
- 17 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87/Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.
- 18 Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергосервис, 2012. – 375 с.
- 19 Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д.. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие для техникумов. - М. Энергоатомиздат. ,2019 - 528с.
- 20 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок – Екатеринбург: Уральское юридическое издание, 2013 – 160с.
- 21 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"
- 22 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]. 7–е изд.перераб. и доп., с изм. – Екатеринбург: Модуль, 2019. – 672 с.
- 23 СП51.13330.2011. Защита от шума, от 20.05.2011

24 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности от 01.05.2009

25 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов"

26 ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. М.: Издательство стандартов, 1985.-6с.

27 ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности. М.: Госстандарт, 1984.-12с

28 ГОСТ 12.2.024-87 Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

29 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 30 апреля 2021 года)

30 СТО 34.01-27.1-001-2014. Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО "Россети". Общие технические требования.

31 Схема и программа развития электроэнергетики Республики Крым (на 2019-2023гг)