

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

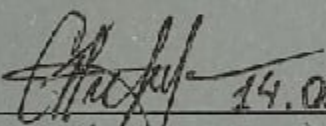
_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

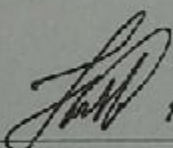
на тему: Модернизация подстанции Хвойная напряжением 220/110/35/10 кВ с реконструкцией схемы питания собственных нужд в Амурской области

Исполнитель
студент группы 742 об1


_____ 14.06.2021
(подпись, дата)

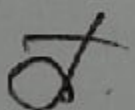
П.С. Стёпин

Руководитель
доцент, канд. техн. наук


_____ 14.06.2021
(подпись, дата)

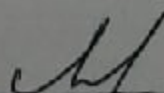
А.Н. Козлов

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


_____ 15.06.2021
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент


_____ 18.06.21.
(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента _____
Степанова Надежда Сергеевна 1. 1.

Тема выпускной квалификационной работы:

Модернизация подстанции Хвойная напряжением 220/110/35/10 кВ с реконструкцией питания собственных нужд в Амурской обл.
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 02.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы по проекту во время проектирования производственных помещений

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

1. Общая характеристика района проектирования 2. расчет нагрузок собственных нужд 3. расчет токов КЗ 4. проверка сечений кабелей 5. Выбор оборудования в безопасности экологии 5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема П.С 2. ген. план объекта 3. схема ВРУ-35 4. схема здания ОПУ 5. Матрица зонирования и заземления в схеме подстанции АИЦСКУ

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

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.И. канд. тех. наук, доцент.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021 Степанова
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 96 страницы, 3 рисунка, 5 таблиц 19 источников, формул 108.

ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРНАПРЯЖЕНИЯ НЕЛИНЕЙНЫЙ, ТОКОПРОВОД, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТОК, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе была проведена модернизация подстанции Хвойная напряжением 220/110/35/10 кВ с реконструкцией схемы собственных нужд, а так же были произведены расчёты молниезащиты подстанции и заземления. Рассчитывались токи короткого замыкания на стороне до 1 кВ , рабочие токи для проверки электрического оборудования и уставок релейной защиты. Произведён выбор электрооборудования собственных нужд подстанции. Проведена оценка экономической целесообразности модернизации подстанции. Проведён анализ экологичности и пожарной безопасности подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	6
Введение	8
1 Характеристики района электроснабжения подстанции Хвойная 220/110/35/10 кВ	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения	11
2 Расчет электрических нагрузок	13
2.1 Расчет электрических нагрузок до 1 кВ	13
2.2 Выбор трансформаторов. Расчет компенсации Реактивной мощности 35/0,4 кВ	21
3 Выбор электрооборудования собственных нужд ПС Хвойная	40
3.1 Выбор электрооборудования собственных нужд ПС Хвойная	40
3.2 Выбор электрооборудования для всех электроприемников ПС	43
3.3 Расчет сетей по потерям напряжения	49
4 Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1 кВ	54
5 Расчет заземления и молниезащиты	61
5.1 Конструктивное исполнение заземления подстанции Хвойная	61
5.2 Исполнение молниеотводов и зон молниезащиты	69
6 Расчет уставок релейной защиты трансформаторов КТП	72

6.1 Расчет уставок МТЗ трансформаторов КТП	73
6.2 Расчет уставок ТО трансформаторов КТП	74
6.3 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформаторов КТП	75
7 Безопасность и экологичность	77
7.1 Безопасность	77
7.1.1 Порядок проведения работ в электроустановках	77
7.2 Основные меры обеспечения безопасности при прокладке кабелей	79
8 Экологичность	82
8.1 Расчет системы маслоприемника силового трансформатора	82
8.2 Политика компании в области экологии	89
9 Чрезвычайные ситуации	90
9.1 Основные положения и задачи обеспечения безопасности	90
9.2 Действия при возникновении пожара	91
Заключение	94
Библиографический список	95
ПРИЛОЖЕНИЕ А	97

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- ВН – высшее напряжение;
- ДЗ – дистанционная защита;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель напряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОПУ – оперативный пункт управления
- ПА – послеаварийный;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗ – релейная защита;
- РУ – распределительное устройство;
- СГ – синхронный генератор;
- СД – синхронный двигатель
- СН – собственные нужды;
- СТ – силовой трансформатор;
- ТБ – техника безопасности;
- ТКЗ – токи короткого замыкания
- ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЧС – чрезвычайная ситуация

ШСВ – шино-соединительный выключатель;

ШР – шинный разъединитель

ЭДС – электродвижущая сила;

ЭС – энергетическая система;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы является оценка существующих возможностей электрической подстанции Хвойная напряжением 220/110/35/10 кВ. и разработка способов модернизации подстанции способной выполнять поставленные задачи.

Необходимость модернизации подстанции возникла в связи с большим износом и устареванием оборудования. В связи с тем, что в электрические сети в настоящее время имеют очень большой износ по Амурской области. Необходимо предусматривать планомерный план модернизации силовой части подстанции и реконструкции собственных нужд. Основной задачей является обеспечение надежного и бесперебойного питания, минимум затрат на монтаж. На основании чего данные вопросы и являются основополагающими при реконструкции и модернизации.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

- выбрать структурные схемы проектируемой ПС;
- выбрать схемы собственных нужд и трансформаторы собственных нужд;
- произвести технико-экономический расчет;
- рассчитать токи короткого замыкания;
- выбрать выключатели и разъединители;
- выбрать токоведущие части;
- рассчитать релейной защиты трансформатора;
- рассчитать заземляющего устройства ОРУ 220 кВ;

- рассчитать технико-экономические показатели.
- решить вопросы безопасности и экологичности.

В процессе работы была рассмотрена конструкция и схема подстанции, принцип его действия. Проводились расчеты и модернизации оборудования подстанции.

В связи с тем, что существующий центр питания построен в 1972 году и после этого не подвергался какой либо существенной реконструкции (замене оборудования), а проводились только текущие ремонты и обслуживание. Необходимо рассмотреть вопросы замены силового оборудования на подстанции в связи с его моральной и физической усталостью. К такому оборудованию относятся масляные выключатели 35 кВ, системы шин по напряжению 35 кВ, существующие разъединители 35 кВ, а также в целом распределительное устройство 10 кВ. Также не менее важной частью является оценка защиты существующей подстанции от ударов молнии и перенапряжений возникающих в электрической сети. Контур заземления после 42 лет в земле подвергся коррозии, поэтому необходимо при реконструкции предусмотреть его замену.

Для решения вышеуказанных задач используются компьютерные программы общего пользования: Microsoft Office, Microsoft Word 20012, Microsoft Visio, Mathcad 15.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ХВОЙНАЯ 220/110/35/10 кВ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Подстанция Хвойная расположена в селе Екатеринославка, Октябрьского района на юго-западе Зейско-Буреинской равнины в юго-восточной части Амурской области, в зоне умеренного географического пояса.

В основном местность данного района равнинная: на северо-западе слаборасчленённая равнина, на юго-западе – увалистая, вся восточная часть – увалисто холмистый район, озёрно-аллювиальная равнина, сильно эродированная сетью падей и небольших заболоченных долин, местами с мелкосопочным рельефом.

Климатические условия района континентальные, с муссонными чертами. Преобладает западный перенос воздушных масс, развита циклоническая деятельность. Континентальность климата выражается большими годовыми и суточными амплитудами температур воздуха, муссонность – почти исключительно северо-западными ветрами зимой, резким преобладанием летних осадков. Среднегодовая температура от 0 до минус 8 0С. Безморозный период от 135 до 150 дней. Средняя температура воздуха в июле месяце от 18 до 25 0С. Средняя температура в январе месяце от минус 26 до минус 33 0С. Годовое количество осадков составляет до 655 мм. Зимой снежный покров 19 см. Среднегодовая скорость ветра – до 3,7 м/с, весной и осенью в отдельные дни достигает 21 м/с. Зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2 – 3 м, максимально 3,2 м, полностью оттаивающий к началу июля.

Таблица 1 - Характеристики климатических условий

Характеристики климата	Показатель
Максимальная температура воздуха, 0С	+30
Минимальная температура воздуха, 0С	-33
Температура воздуха среднегодовая, 0С	-3,8
Район по гололеду	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	10
Район по ветровому давлению	III
Среднегодовая продолжительность гроз, ч.	40-60

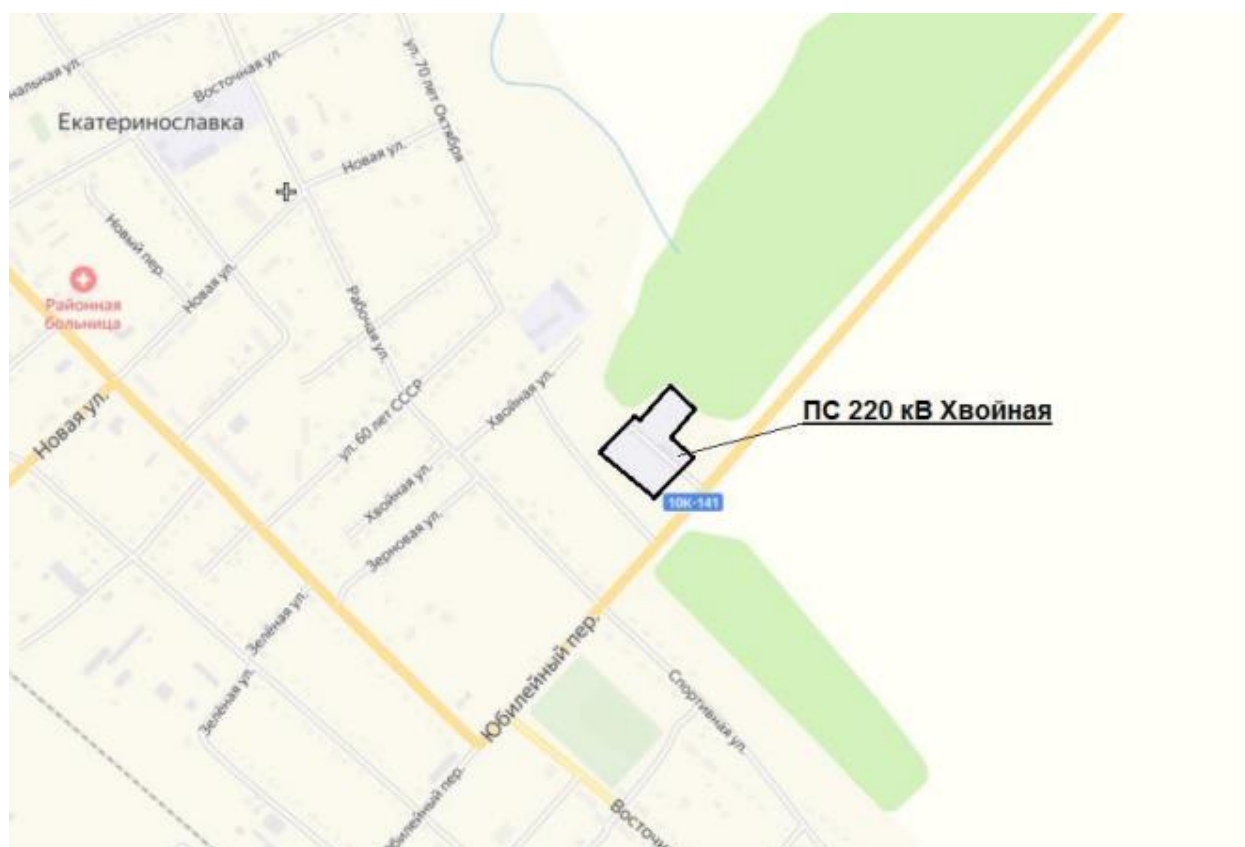


Рисунок 1 – Схема расположения объекта

1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения

Основными потребителями электрической энергии являются коммунально-бытовые потребители, занимающиеся сельскохозяйственной деятельностью.

Особенностью подстанции 35/10 кВ является то, что она питает сразу несколько населенных пунктов. Населенными пунктами, питающимися от ПС 35/10 кВ в Октябрьском районе Амурской области, являются: с. Ясная Поляна, с. Смелое, с. Беляковка, с. Новогеоргиевка, с. Смирновка, с. Короли. К коммунально-бытовым потребителям относятся: жилые здания, административные, культурно-массовые, лечебные организации, предприятия торговли и общественного питания. На генплане указано расположение поселков относительно подстанции, а также нанесены здания и сооружения, которые расположены на данной территории.

По бесперебойности питания потребителей поселков следует отнести к третьей категории по надежности, за исключением социально важных объектов, которые относятся ко второй категории надежности, а именно: больница, спортивный комплекс, котельные и тп.

Существующая система электроснабжения от ПС 35/10 кВ включает в себя распределительные сети 10 кВ до населённых пунктов с. Ясная Поляна, с. Смелое, с. Беляковка, с. Новогеоргиевка, с. Смирновка, с. Короли., а также распределительные сети 0,4 кВ поселков и трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ. Подстанция 35/10 кВ «Смелая» была построена в 1972 году и после строительства серьезной реконструкции не подвергалась, в связи, с чем теперешнее состояние электрооборудования подстанции сильно износилось и требует замены, так как не может гарантировать требуемую надежность и качество электроэнергии. Аналогичная проблема и с существующей распределительной сетью 10 кВ с. Ясная Поляна, с. Смелое, с. Беляковка, с. Новогеоргиевка, с. Смирновка, с. Короли опоры выполнены из деревянных стоек с неизолированными голыми проводами АС, что влечет за собой частые отключения по причине схода проводов при ветре, загнивания существующих деревянных опор которым необходим периодический ремонт или замена, а также повышенным потерям электроэнергии в проводах. На основании вышесказанного считаю необходимым произвести реконструкцию данного района.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ДО 1 КВ

2.1 Расчет электрических нагрузок до 1 к

Расчет выполняется методом упорядоченных диаграмм (коэффициента максимума). Расчет необходим для выбора мощности трансформаторов собственных нужд, а также сечений проводников питающих линий к РП или ШРА. Все расчеты сводятся в таблицу 3.1.

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере одного электроприемника, все последующие расчеты ведутся аналогично:

Шкаф питания РПН АТ1 номинальной мощностью 2,3 кВт.

Определяем коэффициент использования и $\cos\phi/\operatorname{tg}\phi$ из таблицы 1 в учебно-методическом пособии [1]:

$$k_{II} = 0,3$$

$$\cos\phi / \operatorname{tg}\phi = 0,65 / 1,2$$

Находим среднесменные нагрузки:

$$P_{CM} = K_{II} \cdot P_n, \tag{1}$$

$$P_{CM} = 0,3 \cdot 2,3 = 0,69 \text{ кВт},$$

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg}\phi, \tag{2}$$

$$Q_{CM} = 0,69 \cdot 0,72 = 0,497 \text{ квар}.$$

Определим расчётные значения:

$$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мин}} \quad (3)$$

$$m = \frac{23}{1} = 23 > 3$$

$$n_{общее} = 36 \text{ шт.}$$

Сумма номинальных суммарных мощностей:

$$P_{н\Sigma} = \sum P_n \quad (4)$$

$$P_{н\Sigma} = 366,4 \text{ кВт}$$

Сумма среднесменных мощностей:

$$P_{сМ\Sigma} = \sum P_{сМ} \quad (5)$$

$$P_{сМ\Sigma} = 246,95 \text{ кВт}$$

$$Q_{сМ\Sigma} = \sum Q_{сМ} \quad (6)$$

$$Q_{сМ\Sigma} = 180,85 \text{ кВт.}$$

Групповой коэффициент использования:

$$K_{исн} = \frac{P_{CM\Sigma}}{P_{н\Sigma}} \quad (7)$$

$$K_{исн} = \frac{246,95}{366,4} = 0,67$$

При $n \geq 5$, $K_{исн} \geq 0,2$, $m > 3$, эффективное число электроприёмников:

$$n_э = \frac{P_{CM\Sigma}}{P_{н\Sigma}} \quad (8)$$

$$n_э = \frac{2 \cdot 366,4}{23} \approx 32$$

Далее определяем общие расчётные мощности подстанции:

$$P_p = K_M \cdot P_{CM\Sigma} \quad (9)$$

$$P_p = 1,15 \cdot 246,95 = 284 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (10)$$

$$Q_p = 284 \cdot 0,734 = 208,456 \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (11)$$

$$S_p = \sqrt{284^2 + 208,5^2} = 352,31 \text{ кВа}$$

Находим расчётный ток собственных нужд подстанции:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (12)$$

$$I_p = \frac{352,31}{\sqrt{3} \cdot 380} = 0,53 \text{ кА.}$$

Таблица 2 – Расчёт электрических нагрузок до 1 кВ

Наименование ЭП	P_H , кВт	K_H	tg	P_{CM} , кВт	Q_{CM} , Квар	$n_{Э}$, шт	K_M	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВА	I_P , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПТК СМиУКЭ	2,3	0,3	0,72	0,69	0,497						
ШОВ-2 В-2 АТ-2 Обогрев	16,9	0,6	0,72	10,14	7,3						
Обогрев шк. ШЗН ТН-220 2С	14,2	0,6	0,86	9,94	8,548						
Обогрев СВ-220 и шкафов, 2С	14,2	0,6	0,44	9,94	4,374						
Завод пружин СВ-220, 1	23	0,6	0,15	13,8	2,07						
АВР-1 (ТКУ, ЦКУ)	10,5	0,7	0,72	7,35	5,292						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2С-0,4 кВ КРУН-35	12,5	0,95	0,72	10,725	10,602						
Питание щитовых приборов	14,2	0,7	0,44	9,94	4,374						
РПН Т-4	2,3	0,3	0,72	0,69	0,497						
Аварийное освещение	1,3	0,95	0,86	1,235	1,062						
РПН АТ-2	2,3	0,3	0,72	0,69	0,497						
Освещение ОПУ	10,5	0,95	0,72	9,875	8,55						
Освещение ОРУ	9,3	0,95	1,11	8,735	11,92						
ЗВУ-2	10	0,8	0,72	8	5,76						
РПН Т-3	2,3	0,3	0,72	0,69	0,497						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Обдув АТ-1, АТ-2	15,9	0,6	0,72	9,14	7,3						
РПН-1	2,3	0,3	0,72	0,69	0,497						
Резерв	2,3	0,6	0,6	1,38	0,828						
Обогрев В-110	20,8	0,6	0,7	11,96	11,172						
Ячейки КРУН-10	11,3	0,95	1,11	8,735	11,92						
ВЧ связь	1	0,6	3,5	0,6	2,1						
Гостиница	16,8	0,7	0,7	10,96	11,172						
Отопление ОПУ	16	0,6	0,72	10,14	7,3						
ЗВУ-1	10	0,8	0,72	8	5,76						
Помещение охраны	14,2	0,7	0,86	9,94	8,548						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Отопление мастерской	12,4	0,6	0,72	9,89	7,8						
Освещение панелей ЭКРА	1,3	0,95	0,86	1,235	1,062						
АВР-2 (ТКУ, ЦКУ)	10,5	0,7	0,72	7,35	5,292						
Завод пружин СВ-220, 2С	23	0,6	0,15	13,8	2,07						
Обогрев СВ-220 и шкафов, 1С	14,2	0,6	0,44	9,94	4,374						
Питание панели	6,6	0,6	0,72	3,96	2,85						
ШОВ-2 В-220 АТ-1 Обогрев	16,9	0,6	0,72	10,14	7,3						
Обогрев шк. ШЗН ТН-220 1С	22,8	0,6	0,7	15,96	11,172						
ПТК СМиУКЭ	2,3	0,3	0,72	0,69	0,497						
Итого	366,4	0,7	0,7	246,95	180,854	32	1,15	284	208,45	352,31	0,53

2.2 Выбор трансформаторов. Расчет компенсации реактивной мощности в сети 35/0,4 кВт

Количество трансформаторов для электроприемников II категории по надежности электроснабжения согласно [2] берем равным 2 и коэффициент загрузки трансформатора равным 0,7.

Рассчитаем мощность трансформатора:

$$S_n = \frac{P_p}{K_3 \cdot N_T} \quad (13)$$

$$S_n = \frac{284}{0,7 \cdot 2} = 202 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформаторы ТМГ–250/35–У1 и ТМН–400/35–У1

Вариант А

Рассмотрим вариант установки двух трансформаторов типа ТМГ–250/35–У1

Расчет компенсации реактивной мощности в сети

Исходные данные:

$$P_p = 284 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 208,45$$

$$S_p = 352,31$$

Технические характеристики трансформатора:

$$P_{xx} = 0,78 \text{ кВт}$$

$$P_{кз} = 3,9 \text{ кВт}$$

$$U_{кз} = 6,5 \%$$

$$i_0 = 2,3 \%$$

$$i_0 = 2,3 \%$$

$$S_n = 250 \text{ кВА}$$

Произведем расчет потерь в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз} \tag{14}$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot 0,78 + 0,7^2 \cdot 3,9 = 3,47 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot i_0 + K_3^2 \cdot U_{\text{кз}} \cdot \frac{S_H}{100} \quad (15)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot 2,3 + 0,7^2 \cdot 6,5 \cdot \frac{250}{100} = 12,56 \text{ квар}$$

Расчётная нагрузка корпуса с учётом потерь в трансформаторах:

$$P_{P\Sigma} = P_P + \Delta P_T \quad (16)$$

$$P_{P\Sigma} = 284 + 3,47 = 287,47 \text{ кВт}$$

$$Q_{P\Sigma} = Q_P + \Delta Q_T \quad (17)$$

$$Q_{P\Sigma} = 208,45 + 12,56 = 221,01 \text{ квар}$$

Найдём реактивную мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_{P\Sigma} \quad (18)$$

$$Q_{\min} = 0,5 \cdot 221,01 = 110,5 \text{ квар}$$

Расчет экономически обоснованных значений реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$\alpha = 0,28$$

$$Q_{CD} = 0$$

$$Q'_{\Sigma 1} = 221,01 - 0,7 \cdot 0 = 221,01 \text{ квар}$$

$$Q''_{\Sigma 1} = \alpha \cdot P_{P\Sigma} \tag{19}$$

$$Q''_{\Sigma 1} = 0,28 \cdot 221,01 = 61,88 \text{ квар}$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений $Q_{\Sigma 1} = 61,88$ квар.

Расчёт экономически обоснованных значений реактивной мощности в режиме меньших нагрузок:

$$Q_K = 0$$

$$Q'_{\Sigma 2} = Q_{\min} + Q_K \tag{20}$$

$$Q'_{\text{Э2}} = 110,5 + 0 = 110,5 \text{ квар}$$

$$Q'_{\text{Э2}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{КД}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{P}\Sigma} - Q_{\text{Э1}}$$

(21)

$$Q'_{\text{Э2}} = 110,5 - 221,01 - 61,88 = -48,63 \text{ квар}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности $Q_{\text{Э2}} = 110,5$ квар.

Рассчитаем суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку, max}} = 1,1 \cdot Q_{\text{P}\Sigma} - Q_{\text{Э1}} \quad (22)$$

$$Q_{\text{ку, max}} = 1,1 \cdot 221,01 - 61,88 = 181,231 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{ку, max}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{Э2}} \quad (23)$$

$$Q_{\text{ку, max}} = 110,5 - 110,5 = 0 \text{ квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 35 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{эп} = Q_{э1} - Q_{P\Sigma} - Q_P \quad (24)$$

$$Q_{эп} = 61,88 - (221,05 - 208,45) = 49,28 \text{ квар}$$

Реактивная мощность, которая может быть передана из сети 35 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{N_T \cdot K_3 \cdot S_{нТ}^2 - P_p^2} \quad (25)$$

$$Q_T = \sqrt{2 \cdot 0,7 \cdot 250^2 - 287,47^2} = 69,7 \text{ квар}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{KV.н} = Q_P - Q_T \quad (26)$$

$$Q_{KV.н} = 208,45 - 69,7 = 138,75 \text{ квар}$$

Так как $Q_{KV.н} > 50$ квар, то установка БК на стороне до 1кВ целесообразна.

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне 35 кВ:

$$Q_{KV.б} = Q_{KV.max} - Q_{KV.н} \quad (27)$$

$$Q_{KV.б} = 181,231 - 138,75 = 42,481 \text{ квар}$$

Так как $Q_{KV.б} < 800$ квар, то установка БК на стороне до 1 кВ целесообразна.

На стороне до 1 кВ выбираем 1 регулирующую КУ типа УКМ58-0,4-70-10
УЗ мощностью 70 квар.

Расчет приведенных затрат на БК до 1 кВ:

$$E = 0,223$$

$$C_0 = 4,8 \text{ тыс.руб/кВт}$$

$$U_{БК} = 1$$

$$U = 1$$

$$K_p = 16 \text{ тыс.руб/кВт}$$

$$P_{БК} = 4,5 \text{ кВт/Мвар}$$

$$K_y = 960 \text{ тыс.руб/Мвар}$$

$$E_p = 0,27$$

$$Q = 0,07 \text{ Мвар}$$

$$Z_{KV,н} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U}{U_{БК}} \right)^2 \cdot Q + C_0 \cdot P_{БК} \cdot Q + E_p \cdot K_p \cdot 1 \quad (28)$$

$$Z_{KV,н} = 0,223 \cdot 960 \cdot 1 \cdot 0,07 + 4,8 \cdot 4,5 \cdot 0,07 + 0,27 \cdot 16 \cdot 1 = 97,88$$

Расчет затрат на установку КТП с трансформатором ТМГ–250/35–У1:

$$\alpha = 36 \text{ руб/кВт}$$

$$\beta = 0,9 \text{ руб/кВт*ч}$$

$$T_M = 4500 \text{ ч}$$

$$T_p = 8760 \text{ ч}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P \quad (29)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2,886 \cdot 10^3 \text{ ч}$$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau \quad (30)$$

$$C = \left(\frac{36}{4500} + 0,9 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2886 = 49,062 \text{ руб/кВт*год}$$

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P \quad (31)$$

$$C_0 = \left(\frac{36}{4500} + 0,9 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 148,92 \text{ руб/кВт*год}$$

$$K_{III} = 179,8 \text{ тыс.руб} \quad (32)$$

$$\Delta P_{xx} = 0,78 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{K3} = 3,9 \text{ кВт}$$

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} \quad (33)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 148,92 \cdot 0,78 + 49,062 \cdot 0,7^2 \cdot 3,9 = 209,9 \text{ руб}$$

$$Z_{KTP} = E \cdot K_{TP} + C \cdot \Delta P_T \quad (34)$$

$$Z_{KTP} = 0,223 \cdot 179,8 + \frac{209,9}{1000} = 40,3 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_{\text{общее}} = Z_{\text{КУ.н}} + Z_{\text{KTP}} \quad (35)$$

$$Z_{\text{общее}} = 97,88 + 40,3 = 138,18 \text{ тыс.руб}$$

Вариант Б

Рассмотрим вариант с двумя трансформаторами типа ТМН–400/35–У1

Расчет компенсации реактивной мощности в сети

Исходные данные:

$$P_p = 284 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 208,45$$

$$S_p = 352,31$$

Технические характеристики трансформатора ТМН–400/35–У1:

$$P_{xx} = 0,96 \text{ кВт}$$

$$P_{кз} = 5,55 \text{ кВт}$$

$$U_{кз} = 6,5 \%$$

$$i_0 = 2 \%$$

$$S_H = 400 \text{ кВА}$$

Произведем расчет потерь в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз} \tag{36}$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot 0,96 + 0,7^2 \cdot 5,55 = 4,63 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз} \cdot \frac{S_H}{100} \tag{37}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot 2 + 0,7^2 \cdot 6,5 \cdot \frac{400}{100} = 16,74 \text{ квар}$$

Расчётная нагрузка корпуса с учётом потерь в трансформаторах:

$$P_{P\Sigma} = P_P + \Delta P_T \quad (38)$$

$$P_{P\Sigma} = 284 + 4,63 = 288,63 \text{ кВт}$$

$$Q_{P\Sigma} = Q_P + \Delta Q_T \quad (39)$$

$$Q_{P\Sigma} = 208,45 + 16,74 = 225,19 \text{ квар}$$

Найдем реактивную мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_{P\Sigma} \quad (40)$$

$$Q_{\min} = 0,5 \cdot 225,19 = 112,595 \text{ квар}$$

Расчет экономически обоснованных значений реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$\alpha = 0,28$$

$$Q_{CD} = 0$$

$$Q'_{\text{Э1}} = 225,19 - 0,7 \cdot 0 = 225,19 \text{ квар}$$

$$Q''_{\text{Э1}} = \alpha \cdot P_{P\Sigma} \tag{41}$$

$$Q''_{\text{Э1}} = 0,28 \cdot 225,19 = 63,05 \text{ квар}$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений $Q_{\text{Э1}} = 63,05$ квар.

Расчёт экономически обоснованных значений реактивной мощности в режиме меньших нагрузок:

$$Q_K = 0$$

$$Q'_{\text{Э2}} = Q_{\min} + Q_K \tag{42}$$

$$Q'_{\text{Э2}} = 112,595 + 0 = 112,595 \text{ квар}$$

$$Q'_{\text{Э2}} = Q_{\min} - Q_{KD} = Q_{\min} - Q_{P\Sigma} - Q_{\text{Э1}} \tag{43}$$

$$Q'_{\varepsilon 2} = 112,595 - 225,19 - 63,05 = -49,545 \text{ квар}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности $Q_{\varepsilon 2} = 112,595$ квар.

Рассчитаем суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot Q_{P\Sigma} - Q_{\varepsilon 1} \quad (44)$$

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot 225,19 - 63,05 = 184,66 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{ку. max}} = Q_{\text{min}} - Q_{\varepsilon 2} \quad (45)$$

$$Q_{\text{ку. max}} = 112,595 - 112,595 = 0 \text{ квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 35 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\text{н}} = Q_{\varepsilon 1} - Q_{P\Sigma} - Q_P \quad (46)$$

$$Q_{\text{н}} = 63,05 - (225,19 - 208,45) = 46,31 \text{ квар}$$

Реактивная мощность, которая может быть передана из сети 35 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{N_T \cdot K_3 \cdot S_{HT}^2 - P_p^2} \quad (47)$$

$$Q_T = \sqrt{2 \cdot 0,7 \cdot 400^2 - 288,63^2} = 375 \text{ квар}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{KV.H} = Q_P - Q_T \quad (48)$$

$$Q_{KV.H} = 375 - 208,45 = 166,5 \text{ квар}$$

Так как $Q_{KV.H} > 50$ квар, то установка БК на стороне до 1кВ целесообразна.

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне 35 кВ:

$$Q_{KV.B} = Q_{KV.max} - Q_{KV.H} \quad (49)$$

$$Q_{KV.B} = 184,66 - 166,5 = 18,16 \text{ квар}$$

Так как $Q_{KV.с} < 800$ квар, то установка БК на стороне до 1 кВ целесообразна.

На стороне до 1 кВ выбираем 1 регулирующую КУ типа УKM58-0,4-30-10
УЗ мощностью 30 квар.

Расчет приведенных затрат на БК до 1 кВ:

$$E = 0,223$$

$$C_0 = 4,8 \text{ тыс.руб/кВт}$$

$$U_{БК} = 1$$

$$U = 1$$

$$K_p = 16 \text{ тыс.руб/кВт}$$

$$P_{БК} = 4,5 \text{ кВт/Мвар}$$

$$K_y = 960 \text{ тыс.руб/Мвар}$$

$$E_p = 0,27$$

$$Q = 0,03 \text{ Мвар}$$

$$3_{KV.H} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U}{U_{BK}} \right)^2 \cdot Q + C_0 \cdot P_{BK} \cdot Q + E_p \cdot K_p \cdot 1 \quad (50)$$

$$3_{KV.H} = 0,223 \cdot 960 \cdot 1 \cdot 0,03 + 4,8 \cdot 4,5 \cdot 0,03 + 0,27 \cdot 16 \cdot 1 = 49,142$$

Расчет затрат на установку КТП с трансформатором ТМН–400/35–У1:

$$\alpha = 36 \text{ руб/кВт}$$

$$\beta = 0,9 \text{ руб/кВт*ч}$$

$$T_M = 4500 \text{ ч}$$

$$T_P = 8760 \text{ ч}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P \quad (51)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2,886 \cdot 10^3 \text{ ч}$$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau \quad (52)$$

$$C = \left(\frac{36}{4500} + 0,9 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2886 = 49,062 \text{ руб/кВт*год}$$

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P \quad (53)$$

$$C_0 = \left(\frac{36}{4500} + 0,9 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 148,92 \text{ руб/кВт*год}$$

$$K_{III} = 331,1 \text{ тыс.руб}$$

$$\Delta P_{xx} = 0,96 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{K3} = 5,55 \text{ кВт}$$

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} \quad (54)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 148,92 \cdot 0,96 + 49,062 \cdot 0,7^2 \cdot 5,55 = 276,4 \text{ руб}$$

$$3_{KIII} = E \cdot K_{III} + C \cdot \Delta P_T \quad (55)$$

$$Z_{КТП} = 0,223 \cdot 331,1 + \frac{209,9}{1000} = 283,7 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_{\text{общее}} = Z_{\text{КУ.н}} + Z_{\text{КТП}} \quad (56)$$

$$Z_{\text{общее}} = 49,142 + 283,7 = 332,8 \text{ тыс.руб}$$

Заключение

Исходя из наименьших затрат выбираем вариант А, с двумя трансформаторами типа ТМГ–250/35–У1. С одной компенсирующей установкой типа УКМ58-0,4-70-10 У3 мощностью 70 квар, на стороне до 1 кВ. Общие затраты будут равны 138,18 тыс.руб.

3 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПС ХВОЙНАЯ

3.1 Расчет нагрузок для распределительных шинопроводов

Расчеты нагрузок шинопроводов производятся аналогично расчету в пункте 3.

Электроприемники запитанные от ШРА 1:

1. ПТК СМиУКЭ
2. ШОВ-2 В-2 АТ-2 Обогрев
3. Обогрев шк. ШЗН ТН-220 2С
4. Обогрев СВ-220 и шкафов, 2С
5. Завод пружин СВ-220, 1
6. АВР-1 (ТКУ, ЦКУ)
7. 2С-0,4 кВ КРУН-35
8. Питание щитовых приборов
9. РПН Т-4
10. Аварийное освещение
11. РПН АТ-2
12. Освещение ОПУ
13. Освещение ОРУ
14. ЗВУ-2
15. РПН Т-3
16. Обдув АТ-1, АТ-2
17. РПН-1

Электроприемники запитанные от ШРА :

1. Резерв
2. Обогрев В-110
3. Ячейки КРУН-10
4. ВЧ связь
5. Гостиница
6. Отопление ОПУ
7. ЗВУ-1
8. Помещение охраны
9. Отопление мастерской
10. Освещение панелей ЭКРА
11. АВР-2 (ТКУ, ЦКУ)
12. Завод пружин СВ-220, 2С
13. Обогрев СВ-220 и шкафов, 1С
14. Питание панели 9Р
15. ШОВ-2 В-220 АТ-1 Обогрев
16. Обогрев шк. ШЗН ТН-220 1С
17. ПТК СМ_иУКЭ

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок для распределительных шинопроводов

Наименование ЭП	P_H , кВт	K_H	tg	P_{CM} , кВт	Q_{CM} , Квар	K_M	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВА	I_P , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ШРА 1	161,7	0,6	0,65	111,58	79,14	1,15	131,7	94,85	154,01	0,22
ШРА 2	204,7	0,67	0,75	135,37	101,7	1,15	152,3	113,6	198,3	0,31

Таблица 4 – Выбор распределительных шинопроводов

	P_H , кВт	$\cos \varphi$	I_H , А	Выбранный шинопровод	Выбранный выключатель
1	2	3	4	5	6
Для ШРА 1	161,7	0,8	220	MR 250 А	IEK SVA41-3 0400 400А
Для ШРА 2	204,7	0,85	310	MR 315 А	IEK SVA41-3 0400 400А

3.2 Выбор электрооборудования для всех электроприемников ПС

Производится выбор кабелей, подходящих от распределительных шинопроводов к электроприемникам и автоматическим выключателям. Выбор проводится по номинальному току, по формуле, приведенной ниже:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_n} \quad (57)$$

где $U_n = 380 \text{ В}$.

Согласно ГОСТ Р 53315-2009, который определяет основные положения технического регулирования в области пожарной безопасности, должны применяться кабели не распространяющие горение, то есть кабели с индексом НГ-LS.

Выбранное оборудование паспортные данные и рассчитанный ток, сводятся в таблицу.

Таблица 5 – Проводники и выключатели

№ ЭП	Наименование ЭП	$P_n, кВт$	$\cos\varphi$	$I_n, А$	Выбранный кабель	Выбранный выключатель
1	2	3	4	5	6	7
1	ПТК СМиУКЭ	2,3	0,8	4,4	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-K 25
2	Освещение ОРУ	3	0,8	5,7	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-K 25
3	Освещение ОРУ	9,3	0,79	18,1	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-K 25
4	Освещение панелей ЭКРА	1,3	0,75	2,6	ВВГнг-LS 5×4 мм ²	S 203 P-B 25
5	Резерв	2,3	0,27	13,7	ВВГнг-LS 3×6 мм ²	S 201 P-B 25
6	Освещение ОРУ	10,5	0,8	19	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
7	АВР-2 (ТКУ, ЦКУ)	10	0,8	19	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD
8	Отопление ОПУ	16,9	0,8	32,1	2 ВВГнг-LS 5×25 мм ²	T1N160/100A TMD RC222/1
9	Обогрев шк. ШЗН ТН-220 1С	23	0,99	35	ВВГнг-LS 5×70 мм ²	T4N250/250A PR 222 DS L,S,
10	Помещение охраны	14,2	0,8	23,7	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/40A TMD
11	Аварийное освещение	11,3	0,66	26	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/40A TMD
12	Обогрев В-110	23	0,99	35	ВВГнг-LS 5×95 мм ²	T4N250/250A PR 222 DS L,S, I
13	Ячейки КРУН-10	11,3	0,66	26	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/40A TMD
14	РПН АТ-2	2,3	0,99	5	2 ВВГнг-LS 5×10 мм ²	T2N160/100A TMD RC222/2
15	Питание щитовых приборов	14,2	0,8	23,7	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/40A TMD

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
16	РПН Т-3	2,3	0,99	5	2 ВВГнг-LS 5×10 мм ²	T2N160/100A TMD RC222/2
17	ШОВ-2 В-220 АТ-1 Обогрев	16,9	0,99	28,3	2 ВВГнг-LS 5×70 мм ²	T4N250/250A PR 222 DS L,S, I
18	Завод пружин СВ-220, 1	23	0,99	35	2 ВВГнг-LS 5×70 мм ²	T4N250/250A PR 222 DS L,S, I
19	Завод пружин СВ-220, 2С	23	0,99	35	ВВГнг-LS 5×95 мм ²	2 T4N250/250A PR 222 DS L,S, I
20	Питание щитовых приборов	14,2	0,8	28,5	ВВГнг-LS 5×35 мм ²	T1N160/40A TMD
21	ШОВ-2 В-2 АТ-2 Обогрев	16,9	0,8	32,1	2 ВВГнг-LS 5×25 мм ²	T1N160/100A TMD RC222/1
22	Обдув АТ-1, АТ-2	16,9	0,8	32,1	2 ВВГнг-LS 5×25 мм ²	T1N160/100A TMD RC222/1

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
23	РПН Т-4	2,3	0,99	5	2 ВВГнг-LS 5×10 мм ²	T2N160/100A TMD RC222/2
24	Отопление мастерской	12,6	0,6	23,9	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD
25	Обогрев шк. ШЗН ТН-220 2С	14,2	0,98	22	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/50A TMD
26	Обогрев СВ-220 и шкафов, 2С	14,2	0,75	29	ВВГнг-LS 5×10 мм ²	T1N160/63A TMD
27	Обогрев СВ-220 и шкафов, 1С	14,2	0,75	29	ВВГнг-LS 5×10 мм ²	T1N160/63A TMD
28	Питание панели 9Р	6,6	0,8	12,5	ВВГнг-LS 5×6 мм ²	T1N160/40A TMD
29	ЗВУ-2	10	0,8	19,9	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD RC222/1
30	2С-0,4 кВ КРУН-35	12,5	0,8	23,5	ВВГнг-LS 5×10 мм ²	T1N160/63A TMD

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
31	ВЧ СВЯЗЬ	1	0,28	5,7	ВВГнг-LS 3×4 мм ²	S 201 P-B 25
32	РПН АТ-1	2,3	0,99	5	2 ВВГнг-LS 5×10 мм ²	T2N160/100A TMD RC222/2
33	ЗВУ-1	10	0,8	19,9	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD RC222/1
34	АВР-1 (ТКУ, ЦКУ)	10,5	0,8	19,9	ВВГнг-LS 5×16 мм ²	T1N160/40A TMD RC222/1

3.3 Расчет сетей по потерям напряжения

Потерей напряжения ΔU называют разность напряжений в начале и конце линии. Потеря напряжения рассчитывается по формуле:

$$\Delta T_T = \frac{\sqrt{3} \cdot I_P \cdot l}{U_H} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (58)$$

Активное сопротивление проводов и кабелей определяется по справочной литературе или из выражения:

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot S} \quad (59)$$

где γ – удельная проводимость, для алюминия $\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$, для меди $\gamma = 53 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$, S – сечение фазы проводника.

Индуктивное сопротивление 1 км кабельной линии или провода, проложенного в трубе, принимается равным 0,06-0,07 Ом/км при $U_n < 1 \text{ кВ}$ и приблизительно 0,08 Ом/км при $U_n > 1 \text{ кВ}$.

Расчеты сведены в таблицу

Таблица 6 – Потери напряжения

Наименование ЭП	I_p , А	$\sin\varphi/\cos\varphi$	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	L, км	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7
ПТК СМиУКЭ	4,4	0,6/0,8	4,7	0,08	0,045	0,35
Освещение ОРУ	5,7	0,6/0,8	4,7	0,08	0,025	0,25
Освещение ОРУ	18,1	0,6/0,79	4,7	0,08	0,02	0,62
Освещение панелей ЭКРА	2,6	0,65/0,75	4,7	0,08	0,025	0,11
Резерв	13,7	0,96/0,27	3,145	0,08	0,025	0,15
Освещение ОРУ	19	0,6/0,8	1,18	0,08	0,03	0,26
АВР-2 (ТКУ, ЦКУ)	19	0,6/0,8	1,18	0,08	0,03	0,26
Отопление ОПУ	32,1	0,6/0,8	1,18	0,08	0,03	0,26

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
Обогрев шк. ШЗН ТН-220 1С	35	0,42/0,9	0,126	0,08	0,07	1,2
Помещение охраны	23,7	0,6/0,8	3,145	0,08	0,015	0,42
Аварийное освещение	26	0,75/0,66	3,145	0,08	0,03	0,76
Обогрев В-110	35	0,01/0,99	0,199	0,08	0,1	0,32
Ячейки КРУН-10	26	0,01/0,99	0,23	0,08	0,12	0,44
РПН АТ-2	5	0,01/0,99	0,23	0,08	0,14	0,51
Питание щитовых приборов	23,7	0,01/0,99	0,23	0,08	0,16	0,6
РПН Т-3	5	0,01/0,99	0,199	0,08	0,16	0,5
ШОВ-2 В-220 АТ-1 Обогрев	28,3	0,01/0,99	0,23	0,08	0,18	0,53
Завод пружин СВ-220, 1	35	0,01/0,99	0,23	0,08	0,2	0,73
Завод пружин СВ-220, 2С	35	0,01/0,99	0,23	0,08	0,22	0,8
Питание щитовых приборов	28,5	0,6/0,8	0,56	0,08	0,25	1,61

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
ШОВ-2 В-2 АТ-2 Обогрев	32,1	0,6/0,8	0,75	0,08	0,15	1,42
Обдув АТ-1, АТ-2	32,1	0,6/0,8	0,75	0,08	0,27	2,56
РПН Т-4	5	0,01/0,99	1,89	0,08	0,15	0,64
Отопление мастерской	23,9	0,01/0,99	1,89	0,08	0,27	1,15
Обогрев шк. ШЗН ТН-220 2С	22	0,19/0,98	3,15	0,08	0,045	1,4
Обогрев СВ-220 и шкафов, 2С	29	0,65/0,75	1,89	0,08	0,04	0,78
Обогрев СВ-220 и шкафов, 1С	29	0,42/0,9	0,377	0,08	0,04	0,76
Питание панели 9Р	12,5	0,6/0,8	3,15	0,08	0,04	0,59
ЗВУ-2	19,9	0,6/0,8	0,54	0,08	0,01	0,2
2С-0,4 кВ КРУН- 35	23,5	0,6/0,8	1,89	0,08	0,055	0,92
РПН Т-4	5,7	0,6/0,8	0,75	0,08	0,045	0,64
Отопление мастерской	5	0,57/0,82	0,2	0,08	0,25	1
Обогрев шк. ШЗН ТН-220 2С	19,9	0,52/0,85	0,75	0,08	0,25	2,02
Обогрев СВ-220 и шкафов, 2С	19,9	0,6/0,8	1,18	0,08	0,185	1,66
ВЧ связь	5,7	0,6/0,8	4,72	0,08	0,045	0,35
РПН АТ-1	5	0,96/0,25	3,15	0,08	0,07	0,56
ЗВУ-1	19,9	0,96/0,25	3,15	0,08	0,07	0,55
АВР-1 (ТКУ, ЦКУ)	19,9	0,96/0,25	3,15	0,08	0,07	0,56

Согласно межгосударственного стандарта ГОСТ 32144-2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения. По результатам расчета видно, что выбранные кабели соответствуют требованиям данного ГОСТа.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ ДО 1кВ

Существует ряд особенностей расчета коротких замыканий в сетях напряжением до 1 кВ, по сравнению с расчетами токов КЗ в сетях выше 1 кВ. Учитываются активные и индуктивные сопротивления всех элементов сети, таких как трансформаторов, проводников, реакторов, токовых катушек автоматических выключателей, контактов и т.д.

Для того что бы рассчитать токи КЗ для электроприемника, сначала составляются исходные схемы его электроснабжения.

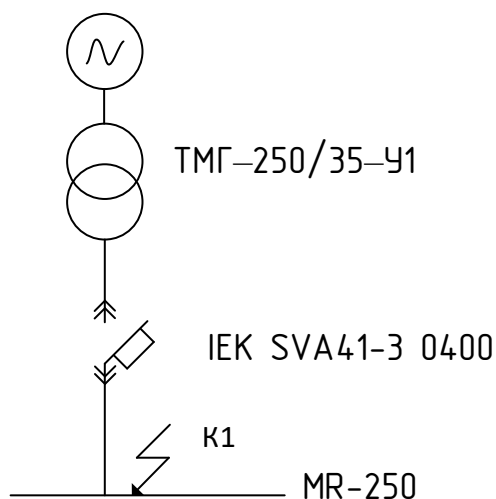


Рисунок 2 – Схема расчета тока короткого замыкания

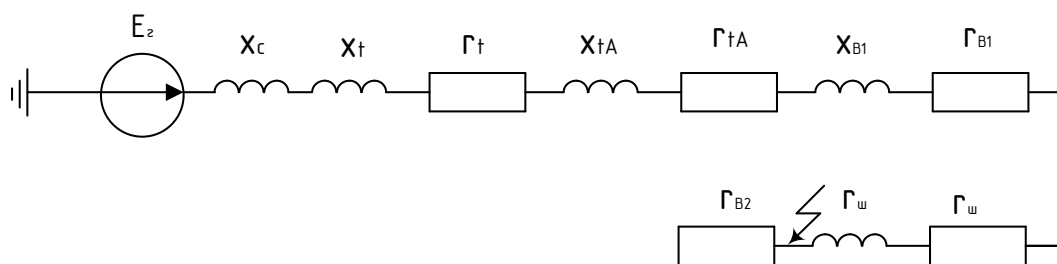


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания.

Индуктивное сопротивление системы x_c находится по формуле:

$$x_c = \frac{U_{нн}^2}{S_c} \cdot 10^3 \quad (60)$$

$$x_c = \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^3 = 1,6 \text{ МОм.}$$

Далее определим активное и реактивное сопротивление трансформатора ТМГ–250/35–У1:

$$r_T = \frac{P_{к.з} \cdot U_{ннн}^2}{S_n^2} \cdot 10^6 \quad (61)$$

$$r_T = \frac{3,9 \cdot 0,4^2}{250^2} \cdot 10^6 = 9,9 \text{ МОм}$$

$$Z_T = \frac{U_K \cdot U_{ннн}^2}{S_n} \cdot 10^4 \quad (62)$$

$$Z_T = \frac{6,5 \cdot 0,4^2}{250} \cdot 10^4 = 41,6 \text{ МОм}$$

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} \quad (63)$$

$$x_T = \sqrt{41,6^2 - 9,9^2} = 40,4 \text{ мОм}$$

Параметры трансформатора тока ТОЛ-СЭЦ-35-У2:

$$r_{TA} = 0,02 \text{ мОм}$$

$$x_{TA} = 0,02 \text{ мОм}$$

Выключатель IEK SVA41-3 0400:

$$r_{B1} = 0,12 \text{ мОм}$$

$$x_{B1} = 0,08 \text{ мОм}$$

Шинопровод MR 250 А:

$$r_{Ш} = 0,034 \text{ мОм}$$

$$x_{Ш} = 0,02 \text{ мОм}$$

Выключатель T5N400/400A PR 221:

$$r_{B2} = 0,4 \text{ МОм}$$

$$x_{B2} = 0,2 \text{ МОм}$$

Кабельная линия ВВГнгFRLS 5×240 мм²:

$$r_0 = 0,08 \text{ МОм/м}$$

$$x_0 = 0,06 \text{ МОм/м}$$

$$l = 330 \text{ м}$$

$$r_{КЛ} = l \cdot r_0$$

$$r_{КЛ} = 330 \cdot 0,08 = 26,4 \text{ МОм}$$

$$x_{КЛ} = l \cdot x_0$$

$$x_{КЛ} = 330 \cdot 0,06 = 19,8 \text{ МОм}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания в точке К1

Расчет суммарных сопротивлений:

$$x_{1\Sigma} = x_c + x_{TA} + x_T + x_{B1} + x_{III} \quad (64)$$

$$x_{1\Sigma} = 1,6 + 41,6 + 0,02 + 0,08 + 0,02 = 43,32 \text{ мОм}$$

$$r_{1\Sigma} = r_T + r_{TA} + r_{B1} + x_{III} \quad (65)$$

$$r_{1\Sigma} = 9,9 + 0,02 + 0,12 + 0,034 = 10,07 \text{ мОм}$$

Полное суммарное сопротивление для точки К1:

$$z_{1\Sigma} = \sqrt{x_{1\Sigma}^2 + r_{1\Sigma}^2} \quad (66)$$

$$z_{1\Sigma} = \sqrt{43,32^2 + 10,07^2} = 44,4 \text{ мОм}$$

Расчет трехфазного металлического КЗ:

$$I_{KM1} = \frac{U_{н.нн}}{\sqrt{3} \cdot Z_{1\Sigma}} \quad (67)$$

$$I_{KM1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 44,4} = 5,2 \text{ кА}$$

Далее определяем дуговое трехфазное короткое замыкание.

Определяются значения снижающего коэффициента для начального момента короткого замыкания и установившегося.

При $Z_{1\Sigma} = 44,4$ мОм

$$K_{C1} = 0,68$$

$$K_{C1} = 0,58$$

Расчет трехфазного дугового КЗ:

$$I_{КД} = I_{KM1} \cdot K_{C1} \quad (68)$$

$$I_{КД} = 44,4 \cdot 0,68 = 30,19 \text{ кА}$$

$$I_{КД2} = I_{KM1} \cdot K_{C2} \quad (69)$$

$$I_{КД2} = 44,4 \cdot 0,58 = 25,75 \text{ кА}$$

Определяем ударный коэффициент, для этого находим соотношение:

$$\frac{x_{1\Sigma}}{r_{1\Sigma}} = \frac{43,32}{10,7} = 4,04$$

$$K_y = 1,56$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$i_{y1} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{KM1} \quad (70)$$

$$i_{y1} = 1,56 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,2 = 11,4 \text{ кА.}$$

5 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ

5.1 Конструктивное исполнение заземления подстанции Хвойная и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Часть электрических аппаратов, которые состоят из металла обязаны быть надежным способом присоединяться к земле, потому что, если повредится изоляция они окажутся под напряжением. Защита персонала, которые занимаются обслуживанием электроустановок от серьезных напряжений, и называется заземлением (защитным). По назначению бывают: Защитное, молниезащиты, рабочее.

Исходя из определения, на подстанции должны быть надежно заземлены металлические конструкции сооружений и зданий, оболочки кабелей и проводов, кабельных муфт, которые состоят из металлического материала, конструкции щитов распределительных, пультов и шкафов, каркасы трансформаторов, аппаратов, приводы электрических аппаратов, вторичные обмотки трансформаторов.

Рабочим заземлением называют такое заземление, которое создает благоприятные и нормальные обстановки для работы электрических аппаратов. Чтобы защитить заземлением нейтрали трансформатора и катушки дугогасящие используют как раз рабочее заземление. Для надежного исполнения своих функций, и чтобы электрические аппараты работали в нормальном режиме без каких-либо сбоев, требуется установка рабочего заземления.

ОПН, тросовые, многотросовые и стержневые отводы молний, присоединяемые к заземлителям, это все что нужно что чтобы предотвратить электрооборудование от прямых ударов молний и перенапряжений. Это и есть грозозащитное заземление. Все эти виды заземлений обычно используют одно устройство заземления.

Чтобы выполнить заземление необходимо использовать заземлители, которые в свою очередь различаются на искусственные и естественные.

Подземные сооружения из металлических материалов, трубы водопровода, металлические и железобетонные сооружения которые стоят на земле, все это используется в форме естественных заземлителей. А таким заземлителям как естественные, необходимо двумя проводниками или больше входить в систему магистралей заземления.

Условие $R < 0,5$ Ом выполняется если заземлители электрических аппаратов с напряжением выше 1 кВ имеют сети с эффективной заземленной нейтралью.—

Чтобы рассчитать заземления на ПС необходимо произвести расчет стационарного и импульсного сопротивления. Горизонтальным заземлителям используют стальные прутки с размером диаметра $d_{\text{гор}} = 10$ мм (площадь сечения – $F = 77.85$ мм²), с глубиной $t_{\text{гор}} = 5$ м.

Рассчитаем удельное сопротивление нижнего слоя грунта:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\psi}, \quad (71)$$

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта (супесь водоносная), равное 25 Ом·м;

ψ – коэффициент сезонности (для Октябрьского района равен 4,5 - 7).

$$\rho_2 = \frac{25}{7} = 3,571 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Размеры заземлителя должны выходить за пределы ОРУ как минимум на 1,5 м, поэтому площадь заземлителя:

$$S = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot (B + 1,5 \cdot 2) \quad (72)$$

где A – длина ОРУ, м;

B – ширина ОРУ, м.

$$S = (50 + 1,5 \cdot 2) \cdot (32,1 + 1,5 \cdot 2) = 1160 \text{ м}^2$$

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

- термической стойкости;
- коррозионной стойкости;
- механической прочности.

Сечение прутка по термической стойкости:

$$F_{тер} = \sqrt{\frac{I_0^2 \cdot t_{с.з.}}{400 \cdot \beta}}, \quad (73)$$

где I_0^2 – ток однофазного КЗ, А;

$t_{с.з.}$ – время срабатывания защиты, равное 0,2 с;

-аувешдгщю β – вспомогательный коэффициент для стали, равный 21.

$$F_{мер} = \sqrt{\frac{3750^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 18,298 \text{ мм}^2$$

Сечение прутка по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \quad (74)$$

где a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты уравнения для прогноза глубины коррозии стальных заземлителей [1];

T – время использования заземлителя, равное 240 месяцев.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,0092 \cdot \ln(240)^2 + (-0,0104) \cdot \ln(240) + 0,0224 = 0,784 \text{ мм}$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (d_{зоп} + S_{cp}), \quad (75)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (10 + 0,784) = 26,547 \text{ мм}^2$$

Сечение прутка по механической прочности:

$$F_{мех} = 3,14 \cdot r_{прутка}^2, \quad (76)$$

$$F_{мех} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2$$

Проверка:

$$F_{\min} = F_{\text{кор}} + F_{\text{мер}}, \quad (77)$$

$$F_{\text{мер}} \geq F_{\min},$$

$$F_{\min} = 26,547 + 18,248 = 44,795 \text{ мм}^2$$

$$78,5 \geq 44,795$$

Из результатов видно, что данный пруток подходит по условиям.

Чтобы получилось распределение электрического потенциала равномерно по площадке где стоят электрические аппараты, нужно рассредоточить искусственные заземлители должным образом. Чтобы этого достичь на территории где устанавливаются заземлители укладывают полосы заземляющие вдоль и поперёк электрических аппаратов создавая тем самым заземляющую сеть, электрооборудование как раз к этой сетке и присоединяют.

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{\text{гор}} = \frac{2 \cdot S}{a_{\text{гор}}}, \quad (78)$$

где $a_{\text{гор}} = 6$ – расстояние между полосами сетки, м.

$$L_{\text{гор}} = \frac{2 \cdot 1160}{6} = 620 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороны \sqrt{S} м. В этом случае число ячеек:

Определим число ячеек по стороне А и В:

$$m = \frac{L_{\text{зоп}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (79)$$

$$m = \frac{620}{2 \cdot \sqrt{1160}} - 1 = 6,2$$

Принимаем, $m = 7$.

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{яч}} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (80)$$

$$L_{\text{яч}} = \frac{\sqrt{1160}}{7} = 6.161 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L_{\text{яч}} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (81)$$

$$L_{\text{яч}} = 2 \cdot \sqrt{1160} \cdot (7 + 1) = 690 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (82)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1160}}{15} = 11,5$$

Принимаем $n_B = 12$ электрод.

Определяем стационарное сопротивление для обоих слоёв грунта:

$$R_s = \rho \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{вер}} \right), \quad (83)$$

где A' – коэффициент, зависящий от соотношения длины вертикальных электродов $l_{вер}$ к \sqrt{S} и равный 0,5 [].

$$R_{1s} = 25 \cdot \left(\frac{0,5}{\sqrt{1160}} + \frac{1}{690 + 12 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом},$$

$$R_{2s} = 3,571 \cdot \left(\frac{0,5}{\sqrt{1160}} + \frac{1}{690 + 12 \cdot 5} \right) = 0,046 \text{ Ом}.$$

Чтобы определить импульсное сопротивление заземлителя, нужно рассчитать коэффициент импульса:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (84)$$

где I_m – ток молнии, принятый для равнинной местности 40 кА.

$$a_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1160}}{(25 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,48,$$

$$a_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1160}}{(3,571 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 0,44.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_s \cdot a_u, \quad (85)$$

$$R_{u1} = 0,32 \cdot 1,48 = 0,473 \text{ Ом}$$

$$R_{u2} = 0,46 \cdot 0,44 = 0,02 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{общ}} = R_{u1} + R_{u2} \quad (86)$$

$$R_{\text{общ}} = 0.473 + 0.02 = 0.493 \text{ Ом}$$

Исходя из расчётов видно, что сопротивление заземлителя не выходит за рамки 0,5 Ом и соответствует критериям.

5.2 Исполнение молниеотводов и зон молниезащиты

Молниеотвод – это способ защиты от прямых разрядов молний.

Чтобы сооружения и здания из металлического материала не были поражены каким-то количеством разрядов молний в год, нужно устанавливать молниезащиты и молниеотводы с их типом защиты. Каждые районы и области обладают своей грозовой интенсивностью.

Свойством грозовых молний является поражение высоких и заземлённых зданий и сооружений, состоящих из металлического материала это и основано на принципе действия молниеотвода. Получается если здание с защитой будет находится ниже зоны действующего молниеотвода по высоте, то молнии в большинстве случаев не смогут поражать это здание, потому что оно в зоне действия защиты. Некоторое пространство в зоне молниеотвода снабжающее защитой зданий и сооружений из металлического материала от разрядов молний и называется зоной защиты молниеотвода. Не большой и частой надёжной защитой является поверхность защиты зоны. Чем ниже и ближе к основанию молниеотвода будет защищаемое здание, тем выше надёжность его защиты.

Все подстанции, которые введены в эксплуатацию должны быть защищены молниеотводами и зоной молниезащиты.

Чтобы знать границы защиты молниеотводов нужен расчет молниезащиты сооружений и зданий, состоящих из металлических материалов.

В наше время молниеотводы существуют разных видов, которые используются для молниезащиты сооружений. Стержневые и многостержневые молниеотводы как правило имеют спрос для того, чтобы защитить данную территорию от грозовых явлений. Обычно молниеотводы устанавливают на

линейных порталах и на других не мало важных конструкциях.

Чтобы защитить открытое распределительное устройство ПС Хвойная от поражений грозových явлений нужно установить, как минимум четыре молниеотвода которые ставятся как мы выяснили ранее на порталы линейные.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода $h = 19,5$ м, тогда

Эффективную высоту молниеотвода найдём по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (87)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 19,5 = 17,94 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта, (линейного портала) высотой 11,35 м:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (88)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 29,3 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{17,94} \right) = 11 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (89)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad (90)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-2.

Расстояние между молниеотводами $L=32$ м.

$$h_{cx} = 17,94 - 0,14 \cdot (32 - 19,5) = 16,2$$

$$r_{cx} = 29,3 \cdot \frac{16,2 - 11,35}{16,2} = 9$$

Далее находятся параметры для остальных молниеотводов и по окончании расчета строится общая картина для зон защиты для указанного объекта.

Подробный расчет приведён в Приложении А.

На листе 6 графической части хорошо выявлена сеть молниеотводов которая в свою очередь состоит стержневых молниеотводов равной высоты. Полностью защищено открытое распределительное устройство на уровне земли от разрядов молний. Так же в зоне защиты оказываются все части ОРУ на высоте 19,5 метров.

6 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

*Защита трансформатора и линии
участка сети 35/0,4 кВ*

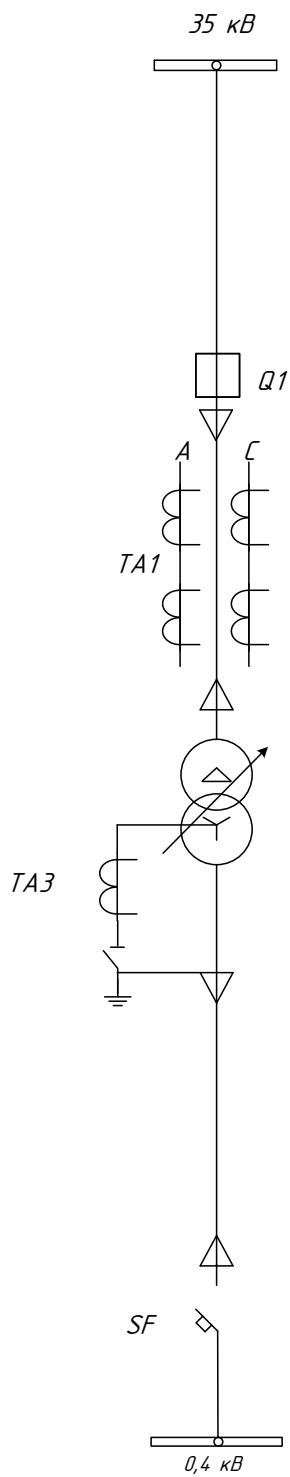


Рисунок 4 – Схема рассматриваемого участка релейной защиты линии и трансформатора 35/0,4 Кв.

6.1 Расчет уставок МТЗ трансформаторов

Расчет защиты произведем на примере трансформатора ТМ250 35/0,4 .

Первым шагом является определение рабочего тока на стороне 0,4 кВ:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{гр}}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}} \quad (91)$$

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (92)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.макс}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (93)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{250}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 361,27 \text{ А};$$

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 3 \cdot 361,27 = 1241,87 \text{ А};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{5882}{1241,87} = 4,7$$

Полученный коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям, значит принимаем защиту к установке.

Тип трансформатора ТМ 250 35/0,4 кВ

Далее необходимо произвести расчет выдержки данного типа защиты. Расчет уставок произведем при помощи формулы (93):

$$t_{сз} = t_{сз.макс} + \Delta t \quad (94)$$

где $t_{сз.макс}$ – время срабатывания предыдущей защиты, с;

Δt – выдержка времени, с;

Откуда получим:

$$t_{сз} = 0,25 + 0,5 = 0,75 \text{ с}$$

6.2 Расчет уставок ТО трансформаторов КТП

Резервной защитой трансформаторов 35/0,4 кВ на рассматриваемых КТП является токовая отсечка. Данный тип защиты используется без выдержки времени и отстраивается от тока трехфазного КЗ в рассматриваемой точке замыкания. Ее расчет производится при помощи формул:

$$I_{с.з.} \geq k_{отс} \cdot I_{к.з.макс}^{(3)} \quad (95)$$

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый 1,15 для микропроцессорной защиты;

Также необходимо произвести отстройку от броска тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{бнт}} = k_{\text{бнт}} \cdot I_{\text{ном.тр}} \quad (96)$$

где $k_{\text{бнт}}$ – коэффициент броска тока намагничивания, находится в пределах 5-7;

$I_{\text{ном.тр}}$ – ток трансформатора, питающегося от рассматриваемого участка;

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (97)$$

Коэффициент чувствительности должен превышать 2.

Расчет уставок произведем для КТП:

$$I_{\text{с.з.}} = 1,15 \cdot 6,8 = 7,82 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бнт}} = 3 \cdot 361,3 = 1083,9 \text{ А};$$

Ток срабатывания защиты принимаем большим из получившихся.

Расчет производим с учетом приведения тока КЗ стороны 35 кВ к стороне 0,4 кВ. Коэффициент чувствительности будет равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{595}{7,82} = 76,09 ;$$

Данный тип защиты проходит по коэффициенту чувствительности, следовательно принимаем его к установке.

6.3 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформаторов КТП

В соответствии с СТО ДИВГ-056-2015 третьей ступенью защиты понижающего трансформатора является защита от перегрузки. Отстройка защиты производится от тока, выбранного из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора. Расчет производится при помощи формулы (97):

$$I_{с.з.}^{III} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ} \quad (98)$$

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

k_B – коэффициент возврата, равен 0,96;

$I_{НОМ}$ – номинальный первичный ток стороны трансформатора с учетом регулирования напряжения на стороне, где установлена защита, А;

Защита от перегрузки выполняется с действием на сигнал или же отключение. Выдержку времени ступени защиты, действующей на сигнал, выбирают из условия отстройки от времени самозапуска двигателей, она должна быть не меньше 10 с. Выдержку времени ступени защиты, действующей на отключение, выбирают по перегрузочной характеристике трансформатора.

Расчет произведем для трансформатора ТКП :

$$I_{НОМ} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 361,27, \text{ А};$$

$$I_{с.з.}^{III} = \frac{1,05}{0,96} \cdot 361,27 = 395,14, \text{ А};$$

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1 Безопасность

7.1.1 Порядок проведения работ в электроустановках

Весь комплекс производственных мероприятий по проверке, наладке, ремонту, измерению, испытанию и другим видам обслуживания должны производиться в соответствии с требованиями техники безопасности и нормами, предписывающими безопасное проведение работ.

Перед началом проведения вышеперечисленных работ должен быть проведен ряд технических и организационных мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

1. Оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ;
2. Допуск к работе;
3. Надзор во время работы;
4. Оформление перерыва в работе, перевода на другое рабочее место, окончание работы;

Лицами ответственными за безопасность проведения работ являются:

1. Лицо, которое выдает наряд и отдает распоряжение;
2. Ответственное лицо из оперативного персонала – допускающий;
3. Ответственный руководитель работ;
4. Производитель работ;

5. Наблюдатель;
6. Члены бригады;

Лицо, ответственное за выдачу наряда и отдающее распоряжение, устанавливает необходимый для выполнения объем работ, отвечает за возможность ее выполнения без риска для жизни, а также за необходимый уровень квалификации и компетенции руководителя, производителя работ и членов бригады.

Перечисленный выше перечень лиц должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV в электроустановках до 1000 В и не ниже V в электроустановках напряжением свыше 1000 В.

Допускающий – ответственное лицо из оперативного персонала, которое несет ответственность за:

1. За правильность выполнения мер безопасности, которые являются необходимыми для допуска и производства работ;
2. Приемку рабочего места после выполнения всего объема работ, а также за правильность допуска к работе;

Допускающий должен иметь группу допуска по электробезопасности не ниже III в электроустановках до 1000 В и не ниже IV в электроустановках напряжением свыше 1000 В.

Решение о необходимости назначения ответственного руководителя определяется выдающим наряд. Ответственный руководитель не назначается при работах по наряду в электроустановках с напряжением до 1000 В.

Производитель работ несет ответственность за правильность подготовки рабочего места, принятого от допускающего, а также обеспечивает необходимые для производства работы меры безопасности. Данное лицо обязано произвести инструктаж бригады о мерах безопасности, соблюдение которых является обязательным условием и обеспечивает их выполнение. Производитель работ

должен иметь группу допуска в электроустановках свыше 1000 В не ниже IV, а в установках до 1000 В – III.

Наблюдающий назначается с целью надзора за бригадами рабочих в случаях, когда работы проводятся в электроустановках с особо опасными уровнями, определяемыми ответственным лицом за электрохозяйство предприятия. Наблюдающий производит контроль наличия установленных на месте работы ограждений, плакатов, запирающих устройств, заземлений и отвечает за безопасность членов бригады.

Другой немаловажной составляющей обеспечения безопасности людей в ходе проведения работ в электроустановках является проведение технических мероприятий, обеспечивающих безопасность. К данным мерам можно отнести:

1. Производство всего объема необходимых отключений и принятие мер, препятствующих подаче напряжения к месту работы из-за ошибочного включения коммутационного оборудования;
2. На приводах ручного управления и ключах дистанционного управления должны быть вывешены запрещающие плакаты;
3. Установка переносного заземления, проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях, на которых установлено переносное заземление;
4. После проверки отсутствия напряжения производится наложение заземления стационарного или же переносного;

7.1.2 Основные меры обеспечения безопасности при прокладке кабелей

Далее рассмотрим меры безопасности при работе по прокладке и ремонту кабельных линий, так как данный способ подвода питания к потребителю является одним из наиболее часто используемых не только на рассматриваемом предприятии, но и в целом на всех предприятиях.

Перед началом выполнения работ необходимо под наблюдением персонала, эксплуатирующего кабели, организацией, выполняющей земляные

работы, произвести контрольное вскрытие грунта для определения расположения и глубины прокладки кабеля, помимо этого необходимо установить временное ограждение.

При обнаружении не обозначенных на планах кабелей, трубопроводов и подземных сооружений работы связанные с раскопками необходимо прекратить и сообщить об этом ответственному руководителю работ или руководству предприятия. Далее выполнение работ можно производить только после получения соответствующего разрешения от организации-подрядчика или же руководства предприятия.

Не допускается производство раскопок землеройными машинами в охранной зоне кабельных линий, т. е. на расстоянии менее 1 м, а также применение механизмов ударного действия на расстоянии менее 5 м от предполагаемого места прохождения кабелей.

Применение землеройной техники при раскопках разрешается в пределах охранной зоны только эксплуатирующему данные линии персоналу.

Применения таких инструментов как: отбойные молотки, землеройные машины, ломов и кирок для вскрытия земляного покрова, выемки грунта и его рыхления допускается на глубину, при которой до места залегания кабельной линии остается не менее 0,3 м. Дальнейшие земляные работы необходимо производить при помощи лопат.

При глубине более 1 м траншеи и котлованы необходимо выполнять с откосами. В случае выполнения отвесных стенок при наличии плывунов и притока грунтовых вод стенки должны укрепляться досками, стойками и распорками.

При рытье траншей в слабом или влажном грунте, при наличии риска их обвала, необходимо производить укрепление стен. В сыпучих грунтах работы можно вести без крепления, но с откосами не менее 15° от вертикальной стенки траншеи.

В грунтах с достаточной естественной влажностью при отсутствии грунтовых вод и находящихся поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более 1 м в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах, 1,25 м в супесях, 1,5 м в суглинках и глинах.

В зимние периоды времени разработка грунта на глубину промерзания допускается без креплений.

Крепление траншей и котлованов глубиной 3 м и более должно быть выполнено инвентарными щитами, предусмотренными типовыми проектами для данного участка кабельной трассы.

Имеющиеся над траншеей нависания и оставшиеся на откосах камни должны быть немедленно обрушены при условии, что все люди, выполняющие работы в траншее будут выведены из нее.

Также немаловажными мерами предосторожности является соблюдение безопасности при монтаже кабелей и линий.

Для производства кабельных работ в действующих электроустановках допускаются лица, прошедшие аттестацию знаний Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок с квалификационной группой по электробезопасности не ниже III.

При выполнении монтажных работ кабельных линий лицам, выполняющим монтаж, запрещено выполнять какие-либо виды работ в действующих электроустановках без предшествующего снятия напряжения вблизи токоведущих частей и на токоведущих частях, находящихся под напряжением.

Запрещается открывать замки и проникать в действующие электроустановки без представителя эксплуатирующей действующую установку организации.

В ходе работы в действующей электроустановке в бригаду должны входить лицо, осуществляющее наблюдение, от эксплуатирующей электроустановку организации и электромонтажник ответственный за проведение работы с кабелями.

Монтаж концевых и соединительных муфт, проверку целостности и маркировку жил кабеля необходимо выполнять только по наряду-допуску.

Перед производством работ допускающий (ответственный представитель эксплуатирующей электроустановку организации) должен провести с электромонтажниками производственный инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

Перемещение, отводы, сдвиги кабеля и переноску муфт необходимо производить только после снятия напряжения и снятия разряда остаточного разряда с кабеля.

7.2 Экологичность

7.2.1 Расчет системы маслоприемника силового трансформатора

В соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей среды» при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации и снятии с эксплуатации предприятий, зданий и сооружений, необходимо предусматривать мероприятия по охране природы, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, а также выполнять требования экологической безопасности проектируемых объектов и охраны здоровья населения.

Одним из наиболее важных требований, предъявляемых к современным видам производства, является экологичность. В рассматриваемом случае особые требования должны предъявляться к маслonaполненным трансформаторам, а точнее к системе отвода масла. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях силовых трансформаторов,

использующих масло, в соответствии с ПУЭ п.4.2.69 (7 ред) должны быть оборудованы маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующего перечня требований:

1. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 0,6 при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т;
2. Объем маслоприемника с отводом масла необходимо рассчитывать с учетом единовременного приема масла в объеме 100%;
3. Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла из одного маслоприемника в другой, а также растекание масла по подземным сооружениям, распространение пожара и так далее;
4. Маслоприемники для трансформаторов с массой масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла.
5. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными. Дно незаглубленного маслоприемника находится на уровне окружающей планировки;
6. При монтаже маслосборника трансформатора на железобетонном перекрытии здания устройство маслоотвода является необходимым требованием;
7. Маслоотводы должны выполнять отвод масла и воды, используемой в тушении пожара, из маслоприемника автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное расстояние. 50% масла и полный объем воды должно быть удалено в течении четверти часа.
8. Маслосборники должны быть выполнены в закрытом исполнении, а также должны вмещать полный объем масла одного оборудования с наибольшим количеством масла, а также 80% общего расхода воды от средств пожаротушения.

В рассматриваемой теме выпускной квалификационной работы требования экологичности, а значит и наличие системы приемки масла и его отвода будут актуальны для силового трансформатора, располагающегося на главной понижающей подстанции, а именно для автотрансформатора типа АТДТНГ – 32000/220/110/35. Все необходимые для расчета параметры представлены в таблице 1.

Расчет проведем в соответствии с методическим пособием А.Б. Булгакова [3]. Все необходимые для расчета параметры представлены в таблице 1.

Таблица 1 – параметры и габариты трансформатора

Наименование параметра	Значение параметра
Длина (А);	11,6 м;
Ширина (В);	5,7 м;
Высота (Н);	7,6 м;
Масса масла (М _{т.м.});	61 т;

Так как масса масла в трансформаторе превышает 50т, следовательно при расчете системы маслоприемника необходимо учитывать отвод масла по маслоотводу в маслосборник.

Как говорилось ранее габариты маслоприемника должны быть больше габаритов трансформатора на 2 м для рассматриваемого случая:

$$A_{мп} = A_{т} + 2 \cdot \Delta \quad (99)$$

Где $A_{мп}$ – длина маслоприемника;

$A_{т}$ – длина трансформатора;

Δ - нормативное расстояние, на которое габариты маслоприемника должны превышать габариты трансформатора для данного типа трансформатора;

$$A_{\text{МП}} = 11,6 + 2 \cdot 2 = 15,6 \text{ м};$$

$$B_{\text{МП}} = B_{\text{Т}} + 2 \cdot \Delta \quad (100)$$

Где $B_{\text{МП}}$ – ширина маслоприемника;

$B_{\text{Т}}$ – ширина трансформатора;

$$B_{\text{МП}} = 5,7 + 2 \cdot 2 = 9,7 \text{ м};$$

Далее рассчитаем площадь, занимаемую маслоприемником $S_{\text{МП}}$:

$$S_{\text{МП}} = A_{\text{МП}} \cdot B_{\text{МП}} \quad (101)$$

$$S_{\text{МП}} = 15,6 \cdot 9,7 = 151,32 \text{ м}^2;$$

Далее для расчетов примем конструкцию маслоприемника с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий с толщиной слоя 0,25 м.

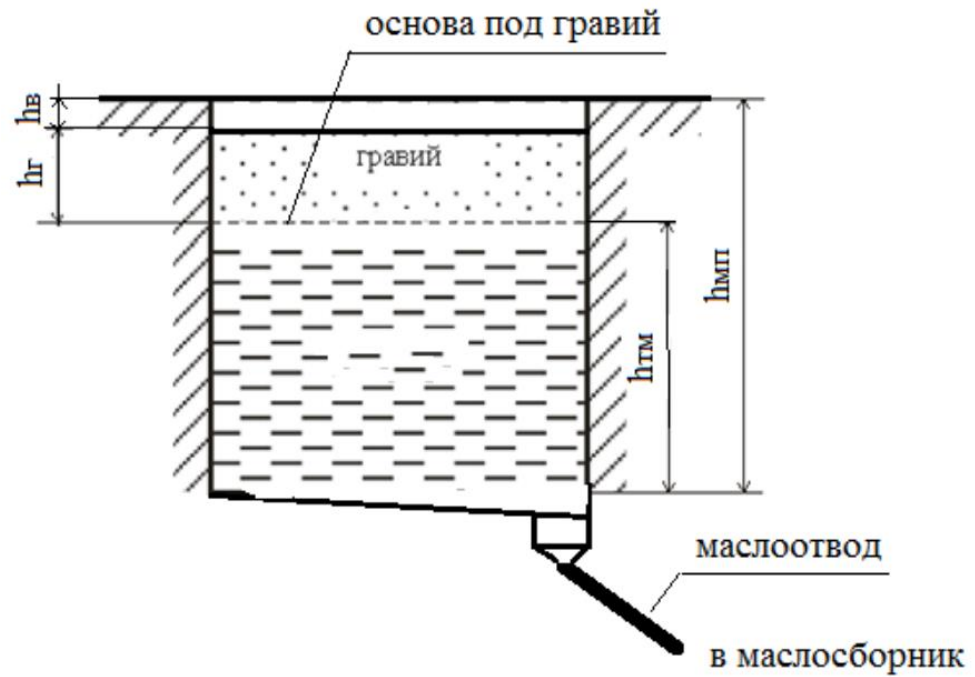


Рисунок 1 – Конструкция маслоприемника с отводом масла и воды

Определим объем трансформаторного масла $V_{\text{ТМ}}$:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}} \quad (102)$$

$M_{\text{ТМ}}$ – масса трансформаторного масла;

$\rho_{\text{ТМ}}$ – плотность трансформаторного масла кг/м³ ($\rho_{\text{ТМ}} = (880-890)$);

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{60000}{890} = 67,41 \text{ м}^3;$$

Глубина маслоприемника:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{В}} + h_{\text{Гр}} \quad (103)$$

Где $h_{\text{ТМ}}$ – глубина маслоприемника для приема 100% масла;

$h_{\text{В}}$ – размер воздушного зазора между гравием и нулевой отметкой ОРУ (принимается не менее 75 мм);

$h_{\text{Гр}}$ – толщина прослойки гравия (принимается равной 0,25 м);

Глубина маслоприемника рассчитывается по формуле:

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{ТМ}}} \quad (104)$$

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{67,41}{151,32} = 0,44 \text{ м};$$

Следовательно глубина маслоприемника $h_{\text{МП}}$ будет равна:

$$h_{\text{МП}} = 0,44 + 0,075 + 0,25 = 0,765 \text{ м};$$

Далее произведем расчет необходимого объёма маслосборника $V_{\text{МС}}$:

$$V_{\text{МС}} \geq V_{\text{ТМ}} + V_{\text{ВОДЫ}} \quad (105)$$

Где $V_{\text{ТМ}}$ – объём используемого трансформаторного масла;

$V_{\text{ВОДЫ}}$ – объём воды, используемой при тушении пожара;

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{бпт}}) \quad (106)$$

Где I – интенсивность пожаротушения, л/(с·м²) ($I=0,2$ л/(с·м²))

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t=30$ мин);

$S_{\text{бпт}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м²;

Площадь боковой поверхности трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{бпт}} = 2 \cdot H_{\text{T}}(A_{\text{T}} + B_{\text{T}}) \quad (107)$$

$$S_{\text{бпт}} = 2 \cdot 7,6(11,6 + 5,7) = 262,96 \text{ м}^2;$$

Далее определим объем воды, используемый для тушения пожаров по выше представленной формуле под номеров 8:

$$V_{\text{воды}} = 0,0002 \cdot 1800 \cdot (151,32 + 262,96) = 149,14 \text{ м}^3;$$

Таким образом исходя из выражения 7 минимальный объём маслосборника будет равен:

$$V_{\text{мс}} = V_{\text{тм}} + V_{\text{воды}} \quad (108)$$

$$V_{\text{мс}} = 67,41 + 149,14 = 216,55 \text{ м}^3;$$

7.2.2 Политика компании в области экологии

ПАО «ФСК ЕЭС» рассматривает природоохранную деятельность как неотъемлемую и важную часть своей производственной деятельности.

В целях последовательного снижения влияния деятельности производственных объектов электросетевого комплекса на окружающую среду в ПАО «ФСК ЕЭС» проводится системная и масштабная работа по соблюдению требований природоохранного законодательства, внедрению экологически эффективных технологий, усилению производственного экологического контроля на производственных объектах, вовлечению персонала Компании в деятельность по охране окружающей среды, обеспечению экологической безопасности и рационального использования природных и энергетических ресурсов.

Ключевыми направлениями реализации экологической политики являются:

1. вывод из эксплуатации 100% оборудования, содержащего полихлорированные бифенилы, с последующей передачей его на уничтожение (2025 год);
2. сохранение биоразнообразия, включая проведение мероприятий в целях предотвращения сокращения численности птиц, занесенных в Красную книгу России.
3. постоянное совершенствование системы экологического менеджмента в целях улучшения экологической результативности группы компаний «Россети».

ПАО «ФСК ЕЭС» в своей деятельности обеспечивает соответствие самым перспективным требованиям, направленным на снижение воздействия на окружающую среду, располагает всеми необходимыми механизмами, направленными на минимизацию экологических рисков.

7.3 Чрезвычайные ситуации

7.3.1 Основные положения и задачи обеспечения безопасности

В соответствии со статьей 5 Федерального закона от 21 июля 2011г. № 256 – ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» основными целями обеспечения безопасности топливно-энергетического комплекса являются: устойчивое и безопасное функционирование, защита интересов личности, общества, и государства в сфере топливно-энергетического комплекса от актов незаконного вмешательства. Основными задачами являются:

1. Нормативно правовое регулирование в части защиты объектов ТЭК от терроризма;
2. Определение актов угроз незаконного вмешательства и противодействие им;
3. Категорирование объектов топливно-энергетического комплекса;
4. Разработка и реализация условий обеспечения безопасности ТЭК;
5. Разработка и реализация мер по созданию физической защиты объектов ТЭК;
6. Подготовка специалистов в области контроля и обеспечения безопасности объектов ТЭК;
7. Контроль за соблюдение условий обеспечения безопасности объектов;
8. Материально-техническое, научно-техническое и информационное обеспечение безопасности объектов ТЭК;

Рассматриваемый нами объект ПС 220 кВ Хвойная относится к категории взрывопожароопасных.

7.3.2 Действия при возникновении пожара:

Рассмотрим действия при ЧС на примере возникновения возгорания на ПС.

Возникновение пожара может произойти в оборудовании, содержащем масляную изоляцию, а также подверженном большим термическим воздействиям. К числу такого оборудования можно отнести: различные типы трансформаторов, выключателей, весь перечень кабельного хозяйства, помимо этого пожар может произойти из-за воспламенения иных горючих изоляционных материалов таких как: резина, лак и т.д.

При возникновении пожароопасных ситуаций в электроэнергетических объектах необходимо произвести отключение от сети питания пострадавшего объекта, а также произвести его заземление, после чего можно приступить к его тушению.

Тушение пожаров на отключенных объектах допускается с применением всех существующих средств пожаротушения, а именно таких как: распыление воды, использование порошковых, углекислотных и иных типов огнетушителей, использование песка и пожарных щитов.

Тушение объектов, находящихся под напряжением, определяется следующими требованиями:

1. Отсутствие возможности снять напряжение с цепей вторичной коммутации из-за потери объектом собственных нужд;
2. Обеспечение бесперебойного функционирования электроэнергетического производства с целью сохранения в работе энергоснабжения особо ответственных потребителей;
3. Необходимость быстрой ликвидации пожара с целью предотвращения его распространения перекидывания на другие близко расположенные объекты;

4. Исключение длительного времени отключения и снятия напряжения, что может привести к большим последствиям для связанных технологически объектов;

При возникновении пожара на электроустановках существует определенный алгоритм действий, позволяющий наиболее эффективно справиться с возгоранием.

Дежурный персонал, в состав которого могут входить: начальник смены станции, диспетчер или дежурный по ПС, должен немедленно доложить в пожарную охрану, диспетчеру энергосистемы, а также непосредственному руководству энергообъекта.

Старший по смене должен определить примерное место возгорания, его пути распространения, угрозу оборудованию, установкам и конструкциям распределительного устройства и иного хозяйства, находящимся в зоне действия пожара. Далее старший по смене проверяет работоспособность автоматических установок, предназначенных для тушения пожара, замет при помощи имеющихся сил необходимо приступить к тушению пожара до прибытия специализированных подразделений.

Старший начальник, с возглавляемыми им пожарными подразделениями, по прибытию в зону действия ЧС должен связаться со старшим по смене и получить всю необходимую информацию для борьбы с пожаром.

Старший из числа технического персонала или выездной бригады, должен произвести инструктаж с личным составом пожарного подразделения, также в его обязанности входит выдача письменного разрешения или допуска на тушение пожара.

Также перед тем, как приступить к тушению пожара, представитель энергообъекта должен указать безопасные зоны для производства противоаварийных работ.

Далее необходимо произвести разведку при помощи нескольких разведывательных групп, действующих в различных направлениях.

Далее приступают к боевому развертыванию, после чего осуществляется непосредственное тушение пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы по общей суммарной нагрузке всех электроприемников, был произведен расчет мощности трансформаторов и подбор по технико-экономическим параметрам 2 вариантов ТСН. Выбор проводился между трансформатором ТМГ–250/35–У1 и более мощным ТМН–400/35–У1. В результате чего был выбран вариант А с двумя трансформаторами. С одной компенсирующей установкой на стороне до 1кВ типа УКМ 58-0,4-70-25 мощностью 70 квар.

Произведен выбор электрооборудования собственных нужд подстанции с учетом требований стандартов организации ОАО «ФСК ЕЭС». В качестве проверки выбранного электрооборудования, были рассчитаны потери напряжения. По результатам расчета видно, что выбранные кабели соответствуют требованиям межгосударственного стандарта ГОСТ 32144-2013.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. 37 с
- 2 Б.А. Князевский, Б.Ю. Липкин Электроснабжение промышленных предприятий. Москва, 1979.
- 3 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М.: АмГУ, 2014.
- 4 Блок микропроцессорный релейной защиты БИРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации, ДИВГ. 648228.070-20 РЭ, НТЦ Мехатроника, 2016 г
- 5 ГОСТ Р 50270-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. - М.: Изд-во стандартов, 1993.
- 6 ГОСТ Р 131090-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — М.: Изд- во стандартов, 1997.
- 7 ГОСТ Р 52776-2007. Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики. — М.: Изд- во стандартов, 2007
- 8 ГОСТ Р 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения Изд- во стандартов, 2013
- 9 Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.
- 10 Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс]: учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2010.

12 Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

13 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 647 с.

14 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию/ Под ред. А.А. Фёдорова. М. Энергоатомиздат 1986.

15 Схема и программа развития электроэнергетики Тюменской области на период 2021 – 2025 годов. 2020. – 66 с.

16 Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах.– М.: Энергия, 1970. – 520 с.

17 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.

18 Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ

19 Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Н. Козлов Автоматизация в курсовом и дипломном проектировании. Благовещенск, 2000.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет молниезащиты

Исходные данные:

Геометрические параметры ОРУ:

$$A := 50 \quad B := 32.1$$

Высота самого высокого защищаемого объекта
(линейный портал)

$$h_x := 11.35$$

Среднее число грозových часов в год

$$n := 60$$

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта:

$$N := 0.06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6} = 0.086$$

Тип зоны защиты Б, т.к. $N < 1$.

$$h := 19.35 \quad - \text{высота молниетвода}$$

$$h_{\text{эф}} := 0.92 \cdot h = 17.802 \quad - \text{эффективная высота молниетвода}$$

$$r_0 := 1.5 \cdot h = 29.025 \quad - \text{радиус защиты молниетвода на уровне земли}$$

$$r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) = 10.52 \quad - \text{радиус защиты молниетвода на уровне защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниетводов 1-3, 2-4:

$$L_{12} := 26.5 \quad - \text{расстояние между молниетводами}$$

$$h_{\text{сх}} := h_{\text{эф}} - 0.14 \cdot (L_{12} - h) = 16.801 \quad - \text{наименьшая высота внутренней зоны защиты}$$

$$r_{\text{с0}} := r_0 \quad - \text{половина ширины внутренней зоны на уровне земли}$$

$$r_{\text{сх}} := r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх}} - h_x}{h_{\text{сх}}} = 9.417 \quad - \text{половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниетводов 1-2;3-4:

$$L_{23} := 32 \quad - \text{расстояние между молниетводами}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет молниезащиты

$h_{\text{схх}} := h_{\text{эф}} - 0.14 \cdot (L_{23} - h) = 16.031$	- наименьшая высота внутренней зоны защиты
$r_{\text{с0}} := r_0$	- половина ширины внутренней зоны на уровне земли
$r_{\text{схх}} := r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх}} - h_x}{h_{\text{сх}}} = 8.475$	- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет молниезащиты

Геометрические параметры ОРУ:

$$\underline{A} := 50 \quad \underline{B} := 32.1$$

Площадь использования под заземлитель, м²

$$\underline{S} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 1.86 \times 10^3$$

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$\underline{R} := 6 \text{ мм} \quad d := 10$$

$$F_{\text{мп}} := \pi \cdot R^2 = 113.097$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$I_{\text{кз}} := 3750 \quad \underline{T} := 0.2 \quad \beta := 21$$

$$F_{\text{тс}} := \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = 18.298$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$a_k := 0.0026 \quad b_k := 0.0092 \quad c_k := 0.0104 \quad \alpha_k := 0.0224 \quad \underline{T} := 240$$

$$S_{\text{ср}} := a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k = 0.784$$

$$F_{\text{кор}} := \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}) = 26.553$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{мп}} > F_{\text{мин}} > F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}}$$

$$F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}} = 44.851$$

Условие выполняется

Принимаем расстояние между полосами сетки:

$$l_{\text{шт}} := 6$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет молниезащиты

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} := \frac{2 \cdot S}{l_{\text{мп}}} = 620.1$$

Число ячеек:

$$m := \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = 6.189$$

Принимаем $m := 7$

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6.162$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 690.099$$

Определяем количество вертикальных электродов:

Расстояние между вертикальными электродами $a := 15$

$$n := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = 11.502$$

Принимаем $n := 12$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

Длина вертикального электрода $l_B := 5$ м

$$\rho := 25$$

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.116 \quad \text{Согласно ЭТС } A := 0.5$$

$$R := \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n \cdot l_B} \right) = 0.323 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет молниезащиты

Сопротивление сетки заземления на ПС должно быть не более 0,5 Ом. Данное условие выполняется.

Импульсный коэффициент:

Ток молнии, кА: $I_M := 40$

$$\alpha_n := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 1.485$$

Импульсное сопротивление:

$$R_n := R \cdot \alpha_n = 0.48$$

Анализ грозоупорности ОРУ.

$r_3 := 0.012$ - радиус фазы

$N := 0.06 \cdot 50 \cdot (A + 10 \cdot 30) \cdot (B + 10 \cdot 30) \cdot 10^{-6} = 0.299$ - число ударов молнии

$z_{\text{ош}} := 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{ср}}}{r_3}\right) = 478.692$ - волновое сопротивление ошиновки

$U_{50\%} := 620$ - 50 %-е импульсное напряжение отрицательной полярности

$I_{\text{кр}} := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z_{\text{ош}}} = 2.59$ - критический ток молнии

$P_{\text{пр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр}}} = 0.902$

$l_{\text{гирл}} := 0.0175$ - высота подвеса гирлянды на опоре

$R_{\text{м}} := 0.5$ - импульсное сопротивление заземлителя

$I_{\text{оп}} := \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{\text{гирл}}}{R_n} = 1.238 \times 10^3$

$P_{\text{оп}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{оп}}} = 0.000000$ - вероятность обратного перекрытия по гирлянде

$P_{\alpha} := 0.005$ - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет молниезащиты

$\eta_{\text{пр}} := 0.9$ - вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу
 $\eta_{\text{оп}} := 0.9$ - вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу при обратных перекрытиях
 $h_c := 17$ - максимальная высота сооружения
 $R_{\text{экв}} := 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} = 65.733$ - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды
 $a_T := 50$
 $b_T := 32.1$ - геометрические параметры линии
 $N_{\text{гроз}_ч} := 50$
 $p_0 := 0.05 \cdot N_{\text{гроз}_ч} = 2.5$
 $N_{\text{пу}} := p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta_{\text{пр}} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{\text{пр}} + \eta_{\text{оп}} \cdot p_{\text{оп}}) \cdot 10^{-6}$
 $N_{\text{пу}} = 3.011 \times 10^{-4}$ - число случаев перекрытия изоляции
 $T_{\text{пу}} := \frac{1}{N_{\text{пу}}} = 3.322 \times 10^3$ - средняя повторяемость опасных ПН в годах

Определим число опасных перенапряжений от набегающих волн на ПС в целом, т.е. превышающих допустимое значение за год.

$U_{\text{доп}} := 2.2 \cdot 110 = 242$ - допустимое напряжение изоляции, кВ
 $Z_{\text{пр}_\text{кор}} := 367.961$ - волновое сопротивление коронирующей линии
 $I_{\text{пр}_\text{эу}} := \frac{2 \cdot U_{\text{доп}}}{Z_{\text{пр}_\text{кор}}} = 1.315$ - критический ток набегающей волны ПН
 $\psi_{\text{ПР}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{пр}_\text{эу}}} = 0.948746$ - доля опасных перенапряжений
 $\delta := 0.3$ $h_{\text{оп}} := 36$ - коэффициент для 1 троса, высота опоры
 $I_{\text{оп}_\text{эу}} := \frac{U_{\text{доп}}}{R_{\text{и}} + \delta \cdot h_{\text{оп}}} = 21.416$ - критический ток для внутренней изоляции
 $\psi_{\text{ОП}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{оп}_\text{эу}}} = 0.424588$ - доля обратных перекрытий
 $N_{\text{ОП}} := 9$ $N_{\text{www}} := 30$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет молниезащиты

$$\delta_{\text{оп}} := \frac{N_{\text{ОП}}}{N} = 0.3 \quad - \text{доля грозовых ударов в опору}$$

$$k_3 := 0.6 \quad - \text{коэффициент взаимного перекрытия линии}$$

$$n_{\text{вл}} := 4 \quad - \text{число подходящих линий}$$

$$l_{\text{опас зоны}} := 2 \quad - \text{длина опасной зоны}$$

$$N_{\text{нв}} := N \cdot N_{\text{гроз_ч}} \cdot l_{\text{опас_зоны}} \cdot n_{\text{вл}} \cdot (1 - k_3) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{\text{ПР}} + \delta_{\text{оп}} \cdot p_{\text{ОП}} \cdot \psi_{\text{ОП}}) \cdot 10^{-4}$$

$$N_{\text{нв}} = 2.277 \times 10^{-3}$$

$$T_{\text{нв}} := \frac{1}{N_{\text{нв}}} = 439.176 \quad - \text{повторяемость опасных ПН при набегании волны}$$