

**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

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование подстанции Катерная для электроснабжения комплексной жилой застройки города Владивосток.

Исполнитель

студент группы 942-об1

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.А. Кузьмин

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

**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  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Кузьмина Алексея Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции Катерная для электроснабжения комплексной жилой застройки города Владивосток

(утверждено приказом от 03.04.2023 No 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Основные технические решения 3. Расчёт токов короткого замыкания 4. Выбор оборудования. 5. Молниезащита и заземление. 6. Релейная защита и автоматика.. 7. Надежность схемы РУ 220 кВ 8. Экономическая часть проектирования 9. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность –Андрей Борисович Булгаков

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Алла Георгиевна Ротачева, доцент.

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

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 111 с., 4 рисунков, 41 таблицы, 34 источника.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРА, ТОКИ КОРОТОКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Целью выпускной квалификационной работы проектирование подстанции Катерная напряжением 110/6 кВ с выбором оборудования для ОРУ 110 кВ и КРУН 6 кВ, а так же проектированием ЛЭП до подстанции Катерная 110/6 кВ.

Актуальность работы заключается в необходимости строительства подстанции в заданном районе и конкретное ее устройство и выбор оборудования для установки.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы MathCad 15, Microsoft Office Visio,

## СОДЕРЖАНИЕ

|   |    |
|---|----|
| Определения, обозначения, сокращения                | 6  |
| Введение  | 7  |
| 1 Характеристика района                             | 9  |
| 1.1 Географическая характеристика района            | 9  |
| 1.2 Климатическая характеристика района             | 10 |
| 2 Расчет электрических нагрузок                     | 12 |
| 2.1 Расчет электрических нагрузок                   | 12 |
| 2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов        | 16 |
| 3 Расчет токов короткого замыкания                  | 19 |
| 4 Выбор и проверка подстанционного оборудования     | 26 |
| 4.1 Разработка однолинейной схемы подстанции        | 26 |
| 4.2 Выбор и проверка оборудования ОРУ 110 кВ        | 27 |
| 4.2.1 Выбор и проверка выключателей                 | 27 |
| 4.2.2 Выбор и проверка разъединителей               | 30 |
| 4.2.3 Выбор трансформатора тока                     | 33 |
| 4.2.4 Выбор трансформаторов напряжения              | 37 |
| 4.2.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения | 38 |
| 4.3 Проверка КРУН 6,3                               | 41 |
| 4.3.1 Выбор выключателей                            | 44 |
| 4.3.2 Выбор трансформатора тока                     | 47 |
| 4.3.3 Выбор трансформаторов напряжения              | 50 |
| 4.3.4 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения | 52 |
| 4.4 Выбор и проверка ошиновки 6,3 кВ                | 54 |
| 4.5 Выбор и проверка изоляторов                     | 56 |
| 4.6 Выбор трансформаторов собственных нужд          | 57 |
| 5 Молниезащита и заземление                         | 60 |
| 5.1 Расчет заземления                               | 60 |
| 5.2 Расчет защиты от прямых ударов молнии           | 65 |

|     |  |     |
|-----|--|-----|
| 6   | Релейная защита и автоматика                         | 68  |
| 6.1 | Дифференциальная защита трансформаторов              | 62  |
| 6.2 | Расчет максимальной токовой защиты на стороне 110 кВ | 74  |
| 6.3 | Защита от перегрузки                                 | 75  |
| 6.4 | Газовая защита трансформатора                        | 76  |
| 7   | Надежность схемы РУ 220 кВ                           | 78  |
| 8   | Экономическая часть проектирования                   | 84  |
| 8.1 | Расчет капиталовложений                              | 84  |
| 8.2 | Расчет потерь электрической энергии                  | 86  |
| 8.3 | Расчет эксплуатационных издержек                     | 87  |
| 8.4 | Оценка экономической эффективности                   | 89  |
| 9   | Безопасность и Экологичность                         | 91  |
| 9.1 | Безопасность   | 91  |
| 9.2 | Экологичность  | 94  |
| 9.3 | Чрезвычайные ситуации                                | 100 |
|     | Заключение   | 107 |
|     | Библиографический список                             | 108 |

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АУВ – автоматика управления выключателем;
- ВН – высокое напряжение;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- СН – среднее напряжение;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТСН – трансформатор собственных нужд.

## ВВЕДЕНИЕ

Владивосток расположен на территории 560 км<sup>2</sup> и является административным центром Приморского края. Город находится на полуострове Муравьиная и окружен горами, что придает ему особую микроклиматическую зону. Владивосток имеет сложную рельефную структуру, который включает в себя холмы, горы и низменности.

Данная тема актуальна на сегодняшний день, так как Владивосток — один из крупнейших городов на Дальнем Востоке России, и его численность населения постоянно растет. Строительство новых жилых комплексов приводит к увеличению потребности в электроэнергии, поэтому необходимо расширение энергетической инфраструктуры города. Также, Строительство новой подстанции позволит увеличить надежность энергоснабжения для жилых комплексов в городе, а также улучшить качество электроснабжения в существующих зданиях.

Главной целью выпускной квалификационной работы является проектирование наиболее надежного, экономически целесообразного, соответствующего современным требованиям и регламентам источника питания энергопринимающих установок потребителей электрической энергии комплексной жилой застройки.

В ходе работы были поставлены и решены следующие задачи:

1. Проектирование подстанции;
2. Выбор оборудования;
3. Расчет молниезащиты подстанции;
4. Расчет параметров контура заземления подстанции;
5. Реализация и выбор параметров срабатывания устройств релейной защиты силовых трансформаторов;

6. Анализ безопасности эксплуатации проектируемого электросетевого объекта и влияние его функционирования на экологическую обстановку в регионе.

Графическая часть работы содержит 6 листов формата А1.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: MS Office Word; MS Office Visio; Mathcad.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

## 1.1 Географическая характеристика района

Район расположен на юго-западе края. С запада и севера граничит с Китайской Народной Республикой, на востоке — с Ханкайским и Хорольским районами, на юге — с Октябрьским районом Приморского края. Общая площадь — 2 730 км<sup>2</sup>. Пограничный район расположен в отрогах Восточно-Маньчжурских гор, которые часто называют Хасано - Гродековскими горами. Горные гряды Хасано - Гродековской горной области имеют полого - волнистые очертания. Средние высоты гряд составляют 400-500 м и только отдельные вершины достигают почти 1 000 м. На северо-западе района расположен хребет Пограничный, где преобладают горы с абсолютными отметками 600-700 м, а максимальной - 964 м (гора Кедровая). Восточная окраина района занята предгорной частью Уссурийско - Ханкайской равнины, представляющей собой мелкосопочник с отдельными небольшими вершинами высотой не более 250 м. По территории района протекают 52 реки. Характерная черта рек — сравнительно небольшая протяженность. Самая длинная река — Нестеровка (длина 98 км), в долине которой много озер-стариц. Самое значительное озеро - озеро Большое. С особенностями геологического строения района связано наличие различных полезных ископаемых. Имеются месторождение железных руд, золота, бурово и каменного углей [16]. Владивосток расположен на юго-восточном побережье Приморского края в России, на полуострове Муравьиная гавань, на берегу Тихого океана. Город занимает территорию в 560 квадратных километров и имеет население более 600 тысяч человек.

## 1.2 Климатическая характеристика района

Климат умеренно-мусонный, с холодной зимой и жарким летом. В лесостепной полосе по окраине Приханкайской равнины регистрируются максимальные температуры в Приморском крае. Средняя температура января  $-16,5$  °С, июля  $+22,3$  °С. Годовое количество осадков составляет около 670 мм, основная масса которых выпадает во второй половине лета. Осень обычно теплая, сухая, ясная и тихая. Температура воздуха понижается медленно. К неблагоприятным сторонам климата относятся обильные ливневые дожди, когда за сутки может выпасть до 1/3 годовой нормы осадков, и суховеи. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков. Осень как правило тёплая, сухая, с ясной погодой. Летом преобладают южные ветра с Тихого океана, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов. Основная особенность — летом обильные осадки и туман [19]. Лето — пора тайфунов, эти тропические циклоны каждый год посещают край, нанося порой огромный ущерб инфраструктуре края и сельскому хозяйству. Средняя температура июля  $+17$ С... $+26$  °С. Абсолютный максимум  $+41$  °С зарегистрирован в Пограничном районе. Средняя температура января от  $-8$  °С до  $-18$  °С на побережье, что в паре со влажностью и ветрами понижают её в 2 раза, а в материковых районах, с более сухим климатом, температура доходит до  $-38$  °С [19].

Приморский край занимает уникальное экономико-географическое положение на Дальнем Востоке России. Он располагает крупнейшими незамерзающими портами на востоке страны, находится в непосредственной близости и граничит с ведущими экономическими странами Азии – КНР, Японией, республикой Корея. Через территорию края проходят транспортные пути в Азиатско-Тихоокеанский регион. Территория Приморского края составляет 164,7

тыс.кв.км с численностью населения 1965 тыс.чел. (на 01.01.2010 г. по данным Росстата по Приморскому краю) и является самой населённой и освоенной частью Дальнего Востока. Владивосток расположен на юго-восточном побережье России в Приморском крае. Климат города Владивосток характеризуется умеренно-морским, сильно океаническим влиянием. Зимы в городе достаточно мягкие, средняя температура января составляет около  $-8^{\circ}\text{C}$ . Лето свежее, средняя температура августа около  $+20^{\circ}\text{C}$ . Владивосток имеет высокую влажность круглый год, особенно сильно проявляется влажность в летние месяцы. Годовое количество осадков составляет около 1000 мм, преимущественно выпадают дожди. В зимние месяцы снегопады более редкие, но иногда бывают сильные снегопады и метели. Также стоит отметить, что Владивосток расположен в зоне повышенной сейсмической активности, что может привести к землетрясениям и цунами. Целью данной бакалаврской работы является проектирование кабельной линии напряжением 110 кВ и подстанции 110/6 кВ Катерная, г. Владивосток для электроснабжения комплексной жилой застройки.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Сделаем основной расчет для нагрузок необходимых для выбора и проверки силовых трансформаторов 110 кВ, для силовых трансформаторов 110/6 расчет произведен в приложении А.

По результатам анализа контрольных замеров получается:

$$P_{н.кз} = 22 \text{ МВт},$$

$$\cos \varphi = 0,85,$$

Максимальная мощность:

$$P_{\text{макс}} = P_{н.кз} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j}, \quad (1)$$

где  $t_i$  - год снятия контрольного замера (2023 г);

$t_j$  - прогнозный год (2028 г).

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{макс}}}{K_{\text{макс}}}, \quad (2)$$

где  $K_{\text{макс}}$  - коэффициент максимума.

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (3)$$

где  $tg\varphi$  - коэффициент мощности нагрузки.

Итак, выполним расчет для ПС 110 кВ Катерная:

$$P_{\text{макс}} = 22 \cdot (1 + 0,019)^{2028-2023} = 24,2 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{24,2}{1,2} = 20,1 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{ср}} = 20,1 \cdot 0,62 = 12,5 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\text{макс}} = 22 \cdot 0,62 = 15 \text{ Мвар},$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку.треб}} = P_{\text{ср}} \cdot (tg\varphi_{\text{нагр}} - tg\varphi_{\text{норм}}), \quad (4)$$

где  $tg\varphi_{\text{норм}}$  – предельный коэффициент мощности;

$P_{\text{ср}}$  – средняя мощность, МВт.

Для ПС 110 кВ Катерная:

$$Q_{\text{ку.треб}} = 22 \cdot (0,62 - 0,4) = 4,4 \text{ Мвар},$$

Таким образом, на шинах 6 кВ потребуется установка комплектов батарей статических конденсаторов. Из каталога производителя БСК выбираем наиболее подходящие по параметрам БК, технические параметры которых представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики выбранных БСК

| Параметр                       | Значение       |
|--------------------------------|----------------|
| Тип БСК                        | БСК-5-10,5-500 |
| Мощность, Мвар                 | 5              |
| Мощность ступени батарей, квар | 500            |
| Номинальное напряжение, кВ     | 6              |
| Номинальный ток                | 275            |

Нескомпенсированная мощность на шинах:

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{ку.треб}}, \quad (5)$$

$$Q_{\text{неск}} = 15 - 4,4 = 10,6 \text{ Мвар},$$

Далее определим нагрузку учитывая потери мощности в трансформаторе и в устройствах компенсации. Итого, потери мощности в всех компенсирующих устройствах:

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0,002 \cdot Q_{\text{ку.треб}}, \quad (6)$$

Общая активная мощность учитывая потери:

$$P_{\text{р.общ}} = P_{\text{макс}} + \Delta P_{\text{ку}}, \quad (7)$$

Расчетная нагрузка на шинах 110 кВ с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p^{\wedge} = \sqrt{P_{\text{р.общ}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}, \quad (8)$$

Для ПС 110 кВ Катерная:

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 4,4 = 0,01 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{р.общ}} = 23,2 + 0,01 = 23,2 \text{ МВт},$$

$$S_p = \sqrt{24,2^2 + 10,6^2} = 26,4 \text{ МВА},$$

Потери мощности в силовом трансформаторе:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p, \quad (9)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p, \quad (10)$$

Для выбираемого трансформатора 110/6 на ПС 110 кВ Катерная:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 26,4 = 0,53 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot 26,4 = 2,6 \text{ Мвар},$$

Полная расчетная мощность на шинах 110 кВ:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_m)^2}, \quad (11)$$

В результате, данную мощность будем использовать для выбора и проверки силового трансформатора 110/10 кВ.

Результаты расчета нагрузок приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета электрических нагрузок

| Основная сторона | Максимальная активная мощность, МВт | Нескомпенсированная мощность, Мвар | Активные потери в трансформаторе, МВт | Реактивные потери в трансформаторе, МВт | Расчетная приведенная полная мощность, МВА |
|------------------|-------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|---|--|
| 110 кВ           | 24,2                                | 10,6                               | 0,53                                  | 2,6                                     | 28   |

## 2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы выбираются в соответствии с требуемым номинальным напряжением на стороне и номинальной мощностью. Силовые трансформаторы проверяются на коэффициент загрузки в нормальном и аварийном режимах. Отказной режим характеризуется отсутствием одного трансформатора во время аварийного отключения или ремонта (резервный режим).

Итак, для выбора силового трансформатора требуется вычислить расчетную мощность трансформатора:

$$S_{т.расч} = \frac{S_p}{n_m \cdot k_{з.норм}}, \quad (12)$$

где  $n_m$  - количество силовых трансформаторов. Для распределительных сетей и потребителей мощности особой категории принимаем – 2.

$k_{з.норм}$  - нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов данной категории надежности – принимаем равным 0,7.

Итак, для ПС 110 кВ Катерная для силового трансформатора 110/6 кВ получим:

$$S_{т.расч} = \frac{28}{2 \cdot 0,7} = 20 \text{ МВА},$$



Для сторон 110/6 кВ установим силовой трансформатор марки ТДН-25000/110/6 У1.

Выполним окончательную проверку по коэффициентам загрузки. Коэффициент загрузки в нормальном режиме будет:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (13)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{28}{2 \cdot 25} = 0,4,$$

Коэффициент загрузки в режиме ремонта или аварийного отключения второго силового трансформатора будет:

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (14)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{28}{25} = 0,8,$$

Результаты расчета для всех силовых трансформаторов представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета выбора и проверки трансформаторов

| Номинальное напряжение сторон, кВ | Расчетная мощность трансформаторов, МВА | Коэффициент загрузки в нормальном режиме | Коэффициент загрузки в аварийном режиме | Паспортная мощность выбранных трансформаторов |
|-----------------------------------|---|--|---|---|
| 110/6                             | 28                                      | 0,5                                      | 0,8                                     | 25  |

Паспортные данные выбранных силовых трансформаторов представлены в таблицах 4.

Таблица 4 – Технические характеристики выбранных трансформаторов

| Параметр                              | Значение           |
|---------------------------------------|--------------------|
| Марка                                 | ТДН-25000/110/6 У1 |
| Номинальная мощность, МВА             | 25                 |
| Номинальная мощность обмотки НН, МВА  | 16                 |
| Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ | 115                |
| Номинальное напряжение обмотки НН, кВ | 6,3                |
| Напряжение КЗ ВН-НН, %                | 10,5               |

Итак, были выбраны силовые трансформаторы для 2-х классов напряжения рассматриваемой подстанции:

- 2 силовых трансформатора напряжением 110/6 кВ марки ТДН-25000/110/6 У1;

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет выполняется в относительных единицах.

Расчетный вид короткого замыкания – 3-х фазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Расчеты токов коротких замыканий выполняются, как правило, без учета активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, входящих в схему замещения, а также фазовых сдвигов между векторами э.д.с источников.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанции 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 [22].

На проектируемой подстанции необходимо установить два трансформатора мощностью 25 кВА. Энергия подается на напряжение: 110 кВ. Необходимо экономически выгодно выбрать схему распределительного устройства. Подключение подстанции Катерная 110/6 кВ на напряжении 110 кВ будет выполняться по тупиковой схеме. По полученным данным выбираем схему РУ- 110 – 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Со стороны низкого напряжения выбираем схему- 110 – 4Н «Одна, секционированная выключателями, система шин» .

Схема замещения расчетной электрической схемы представлена на рисунке 3.

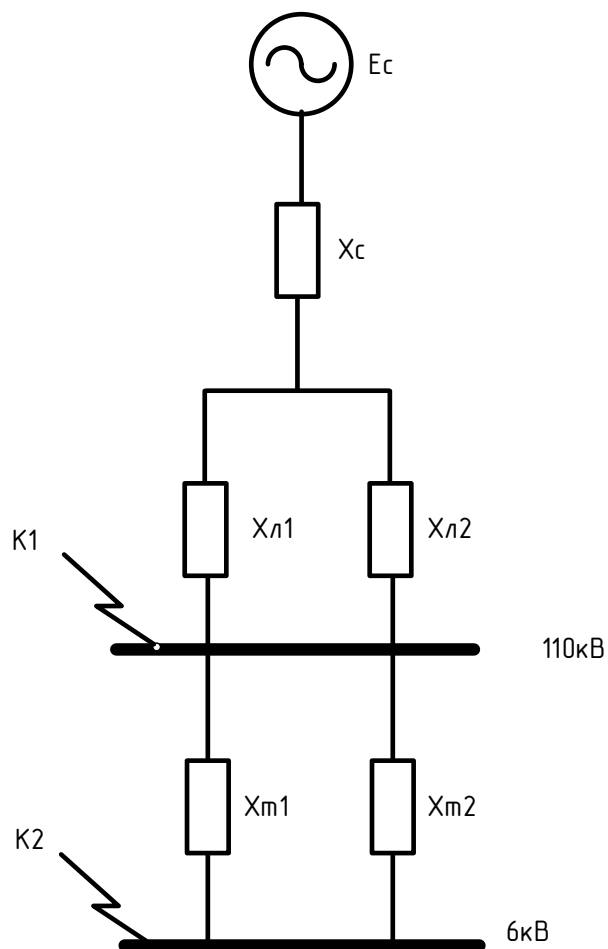


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Задаемся базисной мощностью:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА},$$

Для каждой ступени напряжения принимаем базисное напряжение согласно шкале средних номинальных напряжений:

$$U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_{\sigma 2} = 6,3 \text{ кВ},$$

Для каждой ступени определяем базисный ток по формуле:

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma i}}, \quad (15)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 5,02 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 91,64 \text{ кА},$$

Определяем ЭДС и сопротивления элементов расчетной схемы в относительных единицах при базисных условиях.

Значения напряжений КЗ между обмотками автотрансформатора определяются по формулам (16-18):

$$U_{кв,\%} = 0,5 \cdot (U_{к,\delta-c} + U_{к,\delta-н} - U_{к,c-н}), \quad (16)$$

$$U_{кв,\%} = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\%,$$

$$U_{кн,\%} = 0,5 \cdot (U_{к,\delta-н} + U_{к,c-н} - U_{к,\delta-c}), \quad (18)$$

$$U_{кн,\%} = 0,5 \cdot (20 + 6,5 - 12,5) = 7\%,$$

Сопrotивления трансформатора определяются по формулам (19-21):

$$X_{T\text{вн}} = \frac{U_{\text{кв, \%}}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T\text{ном}}}, \quad (19)$$

$$X_{T\text{вн}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 5,2 \text{ о.е.},$$

$$X_{T\text{нн}} = \frac{U_{\text{кн, \%}}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T\text{ном}}}, \quad (21)$$

$$X_{T\text{нн}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,8 \text{ о.е.},$$

Сопrotивление ВЛ находится по формуле:

$$X_{\text{Л}} = X_{\text{уд}} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (22)$$

где  $X_{\text{уд}}$  - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$L$  - длина линии, км;

$U_{\bar{\sigma}}$  - базисное напряжение в месте установки элемента, кВ.

$$X_{\text{ВЛ1}} = 0,4 \cdot 0,9 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,03 \text{ о.е.},$$

$$X_{\text{ВЛ2}} = 0,4 \cdot 1,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,05 \text{ о.е.},$$

$$X_{ВЛ3} = 0,4 \cdot 1,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,05 \text{ о.е.},$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{S_{КЗ}}, \quad (23)$$

$$X_{C1} = \frac{1000}{500} = 2 \text{ о.е.},$$

ЭДС системы принимается равной единице:

$$E_C = 1 \text{ о.е.},$$

Расчёт точки короткого замыкания К1.

Произведем последовательное и параллельное соединение сопротивлений элементов схемы замещения:

$$X_1 = \frac{X_{ВЛ1}}{2} + X_{ВЛ2} + X_{ВЛ3} + X_{C1}, \quad (24)$$

$$X_1 = \frac{0,05}{2} + 0,05 + 0,03 + 2 = 2,1 \text{ о.е.},$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ для точки К1 определим по формуле:

$$I_{по.к1} = \left( \frac{E_C}{X_1} \right) \cdot I_{Б1}, \quad (25)$$

$$I_{по.к1} = \left( \frac{1}{2,1} \right) \cdot 5,2 = 2,42 \text{ кА},$$

При расчетах ударного тока и апериодической составляющей тока КЗ воспользуемся значениями ударного коэффициента и постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ для характерных ветвей схемы, которые представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Значение ударного коэффициента и постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ для характерных ветвей схемы

| Характерная ветвь схемы   | $T_a, \text{ с}$ | $K_{уд}$ |
|---|------------------|----------|
| Блок генератор-трансформатор  | 0,26             | 1,965    |
| Система, связанная с точкой КЗ воздушными линиями напряжением 110 кВ  | 0,04             | 1,78     |
| Нагрузка, связанная с точкой КЗ воздушными линиями напряжением 110 кВ | 0,02             | 1,608    |

Ударный ток КЗ определим по формуле:

$$i_{уд.к1} = \left( \frac{E_C}{X_1} \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ac}}} \right) \right) \cdot \sqrt{2} I_{Б1}, \quad (26)$$



$$i_{уд.к1} = \left( \frac{1}{2,1} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}}) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 5,2 = 6,2 \text{ кА},$$

Апериодическую составляющую тока КЗ определим по формуле:

$$i_{a.к1} = \left( \frac{E_c}{X_1} \right) \cdot \sqrt{2} I_{Б1}, \quad (27)$$

$$i_{a.к1} = \left( \frac{1}{2,1} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 5,2 = 3,4 \text{ кА},$$

Для точек К1, К2, К3 проводим аналогичный расчет по приведенным преобразованиям и результаты сводим в таблицы 6 и 7.

Таблица 6 – Расчетные токи трехфазного КЗ

| Точка КЗ | $I_{ПО}$ , кА | $i_a$ , кА | $i_{уд}$ , кА |
|----------|---------------|------------|---------------|
| К1       | 3,9           | 5,3        | 9,9           |
| К2       | 5,1           | 7,2        | 13            |
| К3       | 11,8          | 16,8       | 30,2          |

Таблица 7 – Расчетные токи однофазного КЗ

| Точка КЗ | $I_{ПО}$ , кА | $i_a$ , кА | $i_{уд}$ , кА |
|----------|---------------|------------|---------------|
| К1       | 4,2           | 5,9        | 10,5          |

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В этой главе производится выбор, а также проверка основного оборудования проектируемой подстанции 110/6 кВ «Катерная», что является одной из основных задач и, как следствие, целью данной выпускной квалификационной работы.

В ходе данной главы нам необходимо произвести следующий объем работ:

- разработать конструктивное исполнение распределительных устройств;
- разработать однолинейную схему реконструируемой подстанции для всех классов напряжения;
- произвести выбор и проверку выключателей;
- произвести выбор и проверку разъединителей;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов тока;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов напряжения;
- произвести выбор и проверку ошиновки подстанции;
- произвести выбор и проверку трансформаторов собственных нужд;
- разработать систему оперативного тока объекта;

### **4.1 Разработка однолинейной схемы подстанции**

При разработке типа схемы распределительного устройства мы будем руководствоваться, прежде всего:

- мощностью силового оборудования;
- категорией надежности потребителей;
- количеством отходящих присоединений.

На ПС 110/6 кВ «Катерная» 2 распределительных устройства, среди которых:

- ОРУ 110 кВ;

- КРУН 6 кВ.

соединяющие их силовые трансформаторы:

- ТДТН-25000/110/6 У1;

На стороне 110 кВ принимаем схему 110 – 4Н «Одна, секционированная выключателями, система шин».

На стороне 10 кВ принимаем схему 35-9, 20-9 и 10-1, соответственно: одна секционированная выключателем система шин. Применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции.

## **4.2 Выбор и проверка оборудования ОРУ 110 кВ**

Для ОРУ 110 кВ производим выбор оборудования.

Проверку оборудования для ОРУ 110 кВ производим по параметрам таким как: напряжение установки, длительный ток, отличающаяся способность, термическая и электродинамическая устойчивость.

### **4.2.1 Выбор и проверка выключателей**

Выбор выключателей производим на высокое напряжение (ОРУ 110 кВ)

Выбор и проверку выключателей производим, руководствуясь следующими параметрами: напряжение установки, длительный ток, отличающаяся способность, термическая и электродинамическая устойчивость.

Проверку по напряжению установки произведем по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (28)$$

$$110 \leq 110 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}, \quad (29)$$

$$125,5 \leq 2500 \text{ A},$$

Проверку по отключающему току мы произведем по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (30)$$

Ток на стороне ВН (110кВ)

$$2,4 \leq 31,5 \text{ кА},$$

Проверку по включаемому току производим по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}, \quad (31)$$

$$2,4 \leq 31,5 \text{ кА},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{ВД} \leq I_{Д.С.}, \quad (32)$$

$$6,2 \leq 81 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\Pi 0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (33)$$

$$B_K = 2,4^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 0,85 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{K.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}, \quad (34)$$

$$B_{K.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_K \leq B_{K.ном}, \quad (35)$$

$$6,2 \leq 2977 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

Проверку на возможность отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{откл.НОМ}, \quad (36)$$

где  $\beta_{НОМ}$  – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей тока короткого замыкания, %.

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА},$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} \cdot e^{\left(\frac{t}{T_a}\right)}, \quad (37)$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot e^{\left(\frac{0,065}{0,02}\right)} = 0,4 \text{ кА},$$

$$i_{ar} \leq i_{aНОМ}, \quad (38)$$

$$0,4 \leq 17,8 \text{ кА},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 8.

Таблица 8 - Проверка выключателей ВРС – 110-31,5/2500 УХЛ-1

| Каталожные данные                       | Расчетные данные                   | Условия выбора            |
|---|------------------------------------|---------------------------|
| $U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$              | $U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$         | $U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$    |
| $I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$              | $I_{\max} = 125,5 \text{ А}$       | $I_{\max} \leq I_{НОМ}$   |
| $I_{ОТКЛ} = 31,5 \text{ кА}$            | $I_{ПО} = 2,4 \text{ кА}$          | $I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$ |
| $I_{ВКЛ} = 31,5 \text{ кА}$             | $I_{Пт} = 2,4 \text{ кА}$          | $I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$     |
| $I_{Д.С.} = 81 \text{ кА}$              | $i_{уд} = 6,2 \text{ кА}$          | $i_{уд} \leq I_{Д.С.}$    |
| $V_{К.НОМ} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ | $V_{К} = 0,8 \text{ кА}^2\text{с}$ | $V_{К} \leq V_{К.НОМ}$    |
| $i_{aНОМ} = 17,8 \text{ кА}$            | $i_{at} = 0,4 \text{ кА}$          | $i_{at} \leq i_{aНОМ}$    |

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

#### 4.2.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производим на высокое напряжение (ОРУ 110 кВ).

Проведем выбор разъединителей, также как и выключателей, но не будем проверять на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбор и проверку выключателей произведём руководствуясь следующими параметрами: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

На стороне 110 кВ выберем разъединители марки:

РГ.1-110/1000-31,5 УХЛ1– с одним заземляющим ножом.

РГ.2-110/1000-31,5 УХЛ1– с двумя заземляющими ножами.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}, \quad (39)$$

$$110 \leq 110 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{НОМ}, \quad (40)$$

$$125,5 \leq 1000 \text{ А},$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (41)$$

Ток на стороне ВН (110кВ)

$$2,4 \leq 31,5 \text{ кА},$$

Проверку поключаемому току производят по следующему условию:

$$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ВКЛ.НОМ}}, \quad (42)$$

$$2,4 \leq 31,5 \text{ кА},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{д.с.}}, \quad (43)$$

$$6,2 \leq 81 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (44)$$

$$B_K = 2,4^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 0,8 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т.с.}}^2 \cdot t_{\text{т.с.}}, \quad (45)$$

$$B_{\text{к.ном}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{\text{к.ном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_K \leq B_{\text{к.ном}}, \quad (46)$$



$$0,8 \leq 2997 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$0,8 \leq 992 \text{ кА}^2\text{с},$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных РГ – СВЭЛ – 110 - 31,5 / 1000 - У1 представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнение данных разъединителя РГ–СВЭЛ–110-31,5/1000–У1

| Каталожные данные                              | Расчетные данные                          | Условия выбора                        |
|--|---|---------------------------------------|
| $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$              | $U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$         | $U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$  |
| $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$              | $I_{\text{макс}} = 125,5 \text{ А}$       | $I_{\text{макс}} \leq I_{\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{Д.С.}} = 81 \text{ кА}$              | $i_{\text{уд}} = 6,2 \text{ кА}$          | $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{Д.С.}}$  |
| Главные ножи                                   |   |                                       |
| $B_{\text{К.НОМ}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{\text{К}} = 0,8 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{\text{К}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$  |
| Заземляющие ножи                               |   |                                       |
| $B_{\text{К.НОМ}} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$  | $B_{\text{К}} = 0,8 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{\text{К}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$  |

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

#### 4.2.3 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производим на высокое напряжение (ОРУ-110 кВ).

Трансформатор тока – это электрическое устройство, которое уменьшает первичный ток до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, а также по первичному и вторичному токам, по роду установки, конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности по требованиям ПУЭ.

Выбираем трансформаторы тока входящего в состав ТГФ-110.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока.

| Прибор              | Количество | Тип         | Нагрузка по фазам, В·А |     |     |
|---------------------|------------|-------------|------------------------|-----|-----|
|                     |            |             | А                      | В   | С   |
| 1                   | 2          | 3           | 4                      | 5   | 6   |
| Линия 110 кВ        |            |             |                        |     |     |
| Амперметр           | 2          | Э-350       | 1,0                    | 1,0 | 1,0 |
| Ваттметр            | 2          | Д-335       | 0,3                    | 0,3 | 0,3 |
| Варметр             | 2          | Д-335       | 0,3                    | 0,3 | 0,3 |
| Счетчик комплексный | 2          | Ртутный 233 | 1,5                    | 1,5 | 1,5 |
| <i>Итого</i>        | -          | -           | 3,1                    | 3,1 | 3,1 |

Наиболее нагруженными являются фазы А и С, потребляемая приборами мощность составляет 3,1 ВА.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K), \quad (47)$$

$$Z_2 = R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K, \quad (48)$$

$$R_{ПР} = R_{2НОМ} - R_{ПРИБ} + R_K, \quad (49)$$

где  $r_{ПР}$  - сопротивление проводов;

$r_{2НОМ}=20$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{ПРИБ}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

Покажем расчет наиболее загруженного ТТ.

$$R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (50)$$

$$R_{ПРИБ} = \frac{3,1}{5^2} = 0,124 \text{ Ом},$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора;

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05$  Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{ПР} = 20 - 0,124 + 0,05 = 19,826 \text{ Ом},$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{ПР}}, \quad (51)$$

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

$\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,826} = 0,132 \text{ мм}^2,$$

Принимаем кабель с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПП}} = \frac{p \cdot l}{S_{\text{ПП}}}, \quad (52)$$

$$R_{\text{ПП}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом},$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = R_2 = 0,07 + 0,7 + 0,05 = 0,77 \text{ Ом},$$

Произведем расчет термической стойкости ТТ:

$$B_{\text{К.ном}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}; \quad (53)$$

$$B_{\text{К.ном}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока на высоком напряжении представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка трансформаторов тока ТГФ-110.

| Каталожные данные   | Расчетные данные                          | Условия выбора  |
|---|---|---|
| $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$   | $U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$         | $U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$                  |
| $I_{1\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$<br>$I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$<br>Класс точности 0,5 | $I_{\text{max}} = 125,5 \text{ А}$        | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$                  |
| $Z_{2\text{доп}} = 2 \text{ Ом}$  | $Z_{2\text{расч}} = 0,77 \text{ Ом}$      | $Z_{2\text{расч}} \leq Z_{2\text{доп}}$               |
| $I_{\text{дин}} = 10 \text{ кА}$  | $i_{\text{у}} = 6,2 \text{ кА}$           | $i_{\text{у}} \leq I_{\text{дин}}$                    |
| $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$                             | $B_{\text{К}} = 0,8 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{\text{К}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$ |

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

#### 4.2.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производим на высокое напряжение (ОРУ 110 кВ).

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Выбираем трансформаторы напряжения входящего в состав НАМИ-110.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

| Прибор              | Количество | Тип          | Нагрузка Р, Вт | Нагрузка Q, вар |
|---------------------|------------|--------------|----------------|-----------------|
| Линии 110 кВ        |            |              |                |                 |
| Вольтметр           | 2          | Э-335        | 6              | 1,8             |
| Вольтметр пофазный  | 2          | Н-393        | 6              | 1,8             |
| Ваттметр            | 2          | Н-397        | 6              | 1,8             |
| Варметр             | 2          | Д-335        | 6              | 1,8             |
| Счетчик комплексный | 2          | Меркурий 233 | 6              | 1,8             |
| Итого               | -          | -            | 35             | 9               |

Определим мощность нагрузки вторичных цепей:

$$S_{2\text{ расч}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (54)$$

$$S_{2\text{ расч}} = \sqrt{35^2 + 9^2} = 36,1 \text{ ВА},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения на собственных нуждах представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка трансформаторов напряжения НАМИ-110

| Каталожные данные                 | Расчетные данные                     | Условия выбора                          |
|-----------------------------------|--------------------------------------|---|
| $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$    | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$    |
| Класс точности 0,5                |                                      |   |
| $S_{2\text{доп}} = 60 \text{ ВА}$ | $S_{2\text{расч}} = 36,1 \text{ ВА}$ | $S_{2\text{доп}} \geq S_{2\text{расч}}$ |

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

#### 4.2.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим на высокое напряжение (ОРУ-110 кВ).

Нелинейные ограничители напряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{РАБ}}, \quad (55)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–110/76/10 У1 по номинальному напряжению 110 кВ.

$$110 \geq 110 \text{ кВ},$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}, \quad (56)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}, \quad (57)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44 \text{ кВ},$$

$$105 \geq 89,44 \text{ кВ},$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{осм}}{Z_B} \right) \cdot U_{осм} \cdot 2T \cdot n, \quad (58)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{осм}$  – остающееся напряжение на ограничителе (596 кВ);

$Z_B$  – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (59)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

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

$l$  – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{кВ},$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (60)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

$c$  – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{мкс},$$

$$\mathcal{E} = \left( \frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{кДж},$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:



$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (61)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{110} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}},$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах  $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$ ,

Со стороны высокого напряжения блочного трансформатора выбираем ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1 с параметрами, приведенными в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1

| Параметр   | Значение |
|--|----------|
| Класс напряжения сети, кВ                              | 110      |
| Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ | 105      |
| Номинальный разрядный ток, кА                          | 10       |
| Остающееся напряжение, кВ                              | 596      |
| Длина пути утечки, см                                  | 630      |
| Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ    | 4,5      |

### 4.3 Проверка КРУН 6,3 кВ.

Для распределительного устройства по стороне 6,3 кВ примем к установке КРУ 6,3 кВ типа СЭЩ-59 от производителя «САМАРАЭЛЕКТРО-ЩИТ».

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

К эксплуатации были выбраны КРУ наружной установки 6,3 кВ компании «САМАРАЭЛЕКТРОЦИТ» марки КРУ-СЭЩ-59 со встроенными выключателями марки ВВУ-СЭЩ-6,3-31,5/2500 У2 для вводных ячеек и со встроенными выключателями марки ВВУ-СЭЩ-6,3-31,5/2500 У2 для секционной и фидерных ячеек

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выбор и проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}, \quad (62)$$

$$6,3 \leq 6,3 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}, \quad (63)$$

$$2291 \leq 2500 \text{ А},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}, \quad (64)$$

$$54,6 \leq 81 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (65)$$

$$B_K = 21,5^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 782,1 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{K.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}, \quad (66)$$

$$B_{K.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_K \leq B_{K.ном}, \quad (67)$$

$$782,1 \leq 2977 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для КРУ представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Сравнение данных КРУ - СЭЩ-59

| Каталожные данные                         | Расчетные данные                     | Условия выбора          |
|---|--------------------------------------|-------------------------|
| $U_{НОМ} = 6,3 \text{ кВ}$                | $U_{УСТ} = 6,3 \text{ кВ}$           | $U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$  |
| $I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$                | $I_{\max} = 2291 \text{ А}$          | $I_{\max} \leq I_{НОМ}$ |
| $I_{Д.С.} = 81 \text{ кА}$                | $i_{уд} = 54,6 \text{ кА}$           | $i_{уд} \leq I_{Д.С.}$  |
| $B_{K.НОМ} = 2977 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $B_K = 782,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $B_K \leq B_{K.НОМ}$    |

Выбранный КРУ удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

#### 4.3.1 Выбор выключателей

Выбор трансформаторов тока производим на низкое напряжение (КРУН).

Проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

В качестве выключателя выберем выключатель марки ВВС-СЭЩ-6,3.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{вст} \leq U_{НОМ}, \quad (68)$$

$$6,3 \leq 6,3 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}, \quad (69)$$

$$2291 \leq 2500 \text{ А},$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (70)$$

$$21,5 \leq 31,5 \text{ кА},$$

Проверку поключаемому току производят по следующему условию:

$$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ВКЛ.НОМ}}, \quad (71)$$

$$21,5 \leq 31,5 \text{ кА},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{д.с.}}, \quad (72)$$

$$54,6 \leq 81 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (73)$$

$$B_K = 21,6^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 782,1 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{К.НОМ}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}, \quad (74)$$

$$B_{\text{К.НОМ}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{\text{К.НОМ}}, \quad (75)$$

$$782,1 \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

Проверку на возможность отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (76)$$

где  $\beta_{НОМ}$  – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей тока короткого замыкания, %.

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА},$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{\left(\frac{t}{T_a}\right)}, \quad (77)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 21,5 \cdot e^{\left(\frac{0,065}{0,02}\right)} = 13,1 \text{ кА},$$

$$i_{ат} \leq i_{aНОМ}, \quad (78)$$

$$13,1 \leq 17,8 \text{ кА},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 16.

Таблица 16 - Проверка выключателей ВВС-СЭЩ-6,3

| Каталожные данные          | Расчетные данные           | Условия выбора         |
|----------------------------|----------------------------|------------------------|
| 1                          | 2                          | 3                      |
| $U_{НОМ} = 6,3 \text{ кВ}$ | $U_{УСТ} = 6,3 \text{ кВ}$ | $U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$ |

| 1                                       | 2                                    | 3                         |
|---|--------------------------------------|---------------------------|
| $I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$              | $I_{\max} = 2291 \text{ А}$          | $I_{\max} \leq I_{НОМ}$   |
| $I_{ОТКЛ} = 31,5 \text{ кА}$            | $I_{ПО} = 21,5 \text{ кА}$           | $I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$ |
| $I_{ВКЛ} = 31,5 \text{ кА}$             | $I_{Пт} = 21,5 \text{ кА}$           | $I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$     |
| $I_{Д.С.} = 80 \text{ кА}$              | $i_{уд} = 54,6 \text{ кА}$           | $i_{уд} \leq I_{Д.С.}$    |
| $B_{К.НОМ} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{К} = 782,1 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{К} \leq B_{К.НОМ}$    |
| $i_{аНОМ} = 17,8 \text{ кА}$            | $i_{at} = 13,1 \text{ кА}$           | $i_{at} \leq i_{аНОМ}$    |

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

#### 4.3.2 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производим на низкое напряжение (КРУН).

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

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки, конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности по требованиям ПУЭ.

В качестве трансформаторов тока для КРУН 10 кВ выберем трансформаторы тока марки ТОЛ-СЭЦ-10 УХЛ-1.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

| Прибор              | Количество | Тип         | Нагрузка по фазам, В·А |     |     |
|---------------------|------------|-------------|------------------------|-----|-----|
|                     |            |             | А                      | В   | С   |
| Амперметр           | 3          | Э-350       | 1,0                    | 1,0 | 1,0 |
| Ваттметр            | 3          | Д-335       | 0,3                    | 0,3 | 0,3 |
| Варметр             | 3          | Д-335       | 0,3                    | 0,3 | 0,3 |
| Счетчик комплексный | 3          | Ртутный 233 | 1,5                    | 1,5 | 1,5 |
| <i>Итого</i>        | -          | -           | 3,1                    | 3,1 | 3,1 |

Наиболее нагруженными являются фазы А и С, потребляемая приборами мощность составляет 3,1 ВА.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K), \quad (79)$$

$$Z_2 = R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K, \quad (80)$$

$$R_{ПР} = R_{2НОМ} - R_{ПРИБ} + R_K, \quad (81)$$

где  $r_{ПР}$  - сопротивление проводов;

$r_{2НОМ}=20$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{ПРИБ}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

Покажем расчет наиболее загруженного ТТ.

$$R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (82)$$



$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{3,1}{5^2} = 0,124 \text{ Ом},$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора;

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05$  Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{\text{ПР}} = 20 - 0,124 + 0,05 = 19,826 \text{ Ом},$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПР}}}, \quad (83)$$

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

$\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 80}{19,826} = 0,028 \text{ мм}^2,$$

Принимаем кабель с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{ПР}}}, \quad (84)$$

$$R_{\text{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 80}{2,5} = 0,6 \text{ Ом},$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = R_2 = 0,6 + 0,28 + 0,05 = 0,88 \text{ Ом},$$

Произведем расчет термической стойкости ТТ:

$$I_T = 50 \text{ кА},$$

$$t_T = 3 \text{ с},$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока на высоком напряжении представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10 УХЛ-1

| Каталожные данные   | Расчетные данные                          | Условия выбора                          |
|---|---|---|
| $U_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кВ}$   | $U_{\text{УСТ}} = 6,3 \text{ кВ}$         | $U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$    |
| $I_{1\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$<br>$I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$<br>Класс точности 0,5 | $I_{\text{max}} = 2291 \text{ А}$         | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$    |
| $Z_{2\text{доп}} = 2 \text{ Ом}$  | $Z_{2\text{расч}} = 0,88 \text{ Ом}$      | $Z_{2\text{расч}} \leq Z_{2\text{доп}}$ |
| $I_{\text{дин}} = 10 \text{ кА}$  | $i_y = 54,6 \text{ кА}$                   | $i_y \leq I_{\text{дин}}$               |
| $I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  | $B_K = 782,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$              |

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

#### 4.3.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производим на низкое напряжение (КРУН).

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

В качестве трансформаторов напряжения для КРУН 10 кВ выберем трансформаторы напряжения марки НАМИ - 10 УХЛ-2.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

| Прибор             | Количество | Тип        | Нагрузка Р, Вт | Нагрузка Q, вар |
|--------------------|------------|------------|----------------|-----------------|
| Шины НН            |            |            |                |                 |
| Вольтметр          | 8          | ЦП 8501/17 | 16             | 4,8             |
| Вольтметр пофазный | 8          | ЦП 8501/17 | 16             | 4,8             |
| Итого              | -          | -          | 32             | 9,6             |

Определим мощность нагрузки вторичных цепей:

$$S_{2\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (85)$$

$$S_{2\text{расч}} = \sqrt{32^2 + 9,6^2} = 32,5 \text{ ВА},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения на собственных нуждах представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка трансформаторов напряжения тока НАМИ - 10 У-2

| Каталожные данные                 | Расчетные данные                     | Условия выбора                          |
|-----------------------------------|--------------------------------------|---|
| $U_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = 6,3 \text{ кВ}$    | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$    |
| Класс точности 0,5                |                                      |   |
| $S_{2\text{доп}} = 60 \text{ ВА}$ | $S_{2\text{расч}} = 32,5 \text{ ВА}$ | $S_{2\text{доп}} \geq S_{2\text{расч}}$ |

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

#### 4.3.4 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим на низкое напряжение (КРУН).

Нелинейные ограничители напряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}, \quad (86)$$

Принимаем первоначально ОПН-6,3/10,5/10 УХЛ1 по номинальному напряжению 6,3 кВ.

$$6,3 \geq 6,3 \text{кВ},$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}, \quad (87)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 6,3}{\sqrt{3}} = 4,2 \text{кВ},$$

$$10,5 \geq 4,2 \text{кВ},$$

Энергия пропускаемая ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[ (K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right], \quad (88)$$

где  $C$  – емкость кабельной линий;

$K_{II}$  – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$  – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0, \quad (89)$$

где  $C_0 = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$  – удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3х50/16-10, кото-

рый использован в сети 6,3 кВ;

$l = 4,35 \text{ км}$  – длина самой длинной линии в сети 6,3 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ},$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[ (2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж},$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}},$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах  $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$ ,

На низкой стороне блочного трансформатора выбираем ОПН-6,3/10,5/10 УХЛ1 с параметрами, приведенными в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристики ОПН-6,3/10,5/10 УХЛ1

| Параметр                                    | Значение |
|---|----------|
| Напряжение сети, кВ                         | 6,3      |
| Наибольшее допустимое напряжение, кВ        | 11,5     |
| Номинальный разрядный ток, кА               | 10 Ка    |
| Максимальная амплитуда импульсного тока, кА | 100 кА   |
| Пропускная способность (не менее), А        | 400      |
| Классификационное напряжение, кВ            | 10,6     |

#### 4.4 Выбор и проверка ошиновки 6,3 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 6,3 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току  $I_{\text{раб.маx}} = 1604 \text{ А}$ .

Принимаем, аналогично, алюминиевые прямоугольные шины АДЗ1Т1 сечением 80х6 мм, с номинальным током  $I_{\text{раб.маx}} = 1640 \text{ А}$ .

$$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{ном}} \quad (90)$$

$$1604 \text{ А} \leq 1640 \text{ А},$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрорными изоляторами принимается равной  $L = 1,5 \text{ м}$  [33].

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{792,1 \cdot 10^6}}{90} = 307 \text{ мм}^2,$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 1 = 800,$$

где  $a$  и  $b$  – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$307 \leq 800 \text{ мм}^2,$$

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48,3^2}{0,2} = 1236 \text{ Н/м},$$

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

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{1236 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 74,2 \text{ МПа},$$

Для выбранной шины  $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$  [33].

Шины считаются механически прочны, если  $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$ .

$$74,2 \leq 75 \text{ МПа} ,$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 22 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 6,3 кВ

| Каталожные данные                       | Расчетные данные                     | Условия выбора                    |
|---|--------------------------------------|-----------------------------------|
| $I_{ном} = 1640 \text{ А}$              | $I_{раб.мах} = 1604 \text{ А}$       | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$        |
| $B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к} = 792,1 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к} \leq B_{к.ном}$            |
| $q = 480 \text{ мм}^2$                  | $q_{min} = 307 \text{ мм}^2$         | $q_{min} \leq q$                  |
| $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$         | $\sigma_{расч} = 74,2 \text{ МПа}$   | $\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$ |

#### 4.5 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$  ;
2. По допустимой нагрузке  $F_{расч} \leq F_{доп}$  ;

где  $F_{расч}$  - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$  - разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} , \tag{91}$$

На стороне 6,3 кВ к установке приняты опорные изоляторы ИОР-6,3-7,5 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:



$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н},$$

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{48300^2}{0,2} = 2828 \text{ Н},$$

Таблица 23 – Выбор опорных изоляторов ИОР-10-7,5

| Каталожные данные                 | Расчетные данные                     | Условия выбора                           |
|-----------------------------------|--------------------------------------|--|
| $U_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кВ}$ | $U_{\text{расч}} = 6,3 \text{ кВ}$   | $I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$ |
| $F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н}$ | $F_{\text{расч}} = 236,92 \text{ Н}$ | $B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$     |

#### 4.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

К системе собственных нужд электрических подстанций предъявляют два основных требования: обеспечение надежности и экономичности работы механизмов СН. Также важным условием работы СН является обеспечение экономичности- в связи с большим потреблением электроэнергии на собственные нужды.

В зависимости от типа и мощности подстанции питание потребителей собственных нужд должно осуществляться от специально установленных трансформаторов. Такими потребителями являются: система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с установленной в них электроаппаратурой, система пожаротушения и другие. При установке трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{TCH} = \frac{\Sigma S_{CH}}{2 \cdot k_3}, \quad (92)$$

Расчетные данные мощности и потребления на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Мощности основных потребителей собственных нужд

| Вид                       | cos  | P, кВт | Q, квар |
|---------------------------|------|--------|---------|
| Охлаждение трансформатора | 0,73 | 20,6   | 18,5    |
| Подогрев КРУ              | 1    | 10     | -       |
| Освещение и вентиляция    | 1    | 7      | -       |
| Отопление и освещение ОПУ | 1    | 100    | -       |
| Освещение                 | 1    | 10     | -       |
| Итого                     |      | 157,6  | 18,5    |

$$S_{pac} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (93)$$

$$S_{pac} = \sqrt{157,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 127 \text{ кВА},$$

Таким образом, каждой секции шин выбирается к установке по одному трансформатору собственных нужд марки ТМГ-160.

Проверим по коэффициентам загрузки:

$$k_{з,норм} = \frac{127}{2 \cdot 160} = 0,4,$$

$$k_{\text{з.авар}} = \frac{127}{160} = 0,8,$$

По результатам проверки принимаем к установке предварительно выбранные трансформаторы собственных нужд.

## 5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 5.1 Расчет заземления

Сопротивление заземлителя на подстанции не должно превышать 0,5 Ом, согласно ПУЭ. Контур заземления должен выходить на 1,5 м за границы оборудования, чтобы человек при прикосновении к оборудованию не находился за границей заземления.

Размеры подстанции в данной работе 50 метров в ширину, 100 метра в длину.

Площадь контура заземления определяем по формуле:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (94)$$

$$S = (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot (100 + 2 \cdot 1,5) = 5459 \text{ м}^2,$$

Диаметр электродов принимаем равным:  $d = 0,025$  (м).

Проверим сечение по условию механической прочности по формуле:

$$F_{\text{м.п}} = \pi \cdot R^2, \quad (95)$$

$$F_{\text{м.п}} = 3,14 \cdot 12,5^2 = 490 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на термическую стойкость по формуле:

$$F_{\text{тс}} = \sqrt{\frac{I_m^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (96)$$

где  $I_m$  - ток молнии;

$T$  - время работы защиты в секундах;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости электрода, равный 21.

$$F_{тс} = \sqrt{\frac{61^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}} = 498(\text{мм}^2),$$

Сечение прошло проверку на термическую стойкость.

Проверка сечения на устойчивость к коррозии проведем по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (d + S_{ср}), \quad (97)$$

где  $S_{ср} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T - \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0$ ,

$T$  - время использования заземления, равное 240 мес;

$\alpha_3, \alpha_2, \alpha_1, \alpha_0$  - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{ср} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^2 - 0,05 \cdot \ln(240) + 0,05 = 1,255,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1,255 \cdot (1,255 + 25) = 103,5 \text{мм}^2,$$

Сечение электродов должно проходить по условию:

$$F_{М.П} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{тс}, \quad (98)$$

$$F_{кор} + F_{тс} = 601,6 \text{мм}^2,$$

$601,6 \geq 498,1$  условие выполняется, диаметр электрода оставляем.

Расстояние между полосами сетки принимаем равным 5 м.

Общая длина горизонтальных полос в сетке рассчитаем по формуле:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{\text{п-п}}}, \quad (99)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 5459}{5} = 2184 \text{ м},$$

Количество горизонтальных полос по длине рассчитаем по формуле:

$$n_{\Gamma A} = \frac{A + 3}{l_{\text{п-п}}}, \quad (100)$$

$$n_{\Gamma A} = \frac{50 + 3}{5} = 10,6,$$

Количество горизонтальных полос по ширине рассчитаем по формуле

$$n_{\Gamma B} = \frac{B + 3}{l_{\text{п-п}}}, \quad (101)$$

$$n_{\Gamma B} = \frac{100 + 3}{5} = 20,6,$$

Общее количество горизонтальных полос по обеим сторонам найдем по формуле:

$$n_{\Gamma} = n_{\Gamma A} + n_{\Gamma B}, \quad (102)$$

$$n_{\Gamma} = 10,6 + 20,6 = 31,2,$$

Определим количество вертикальных электродов по формуле:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (103)$$

где  $a$  - расстояние между вертикальными электродами, считаем по формуле:

$$a = 16,$$

где  $l_B$  - длина вертикальных электродов равная 5 м

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{5459}}{16} = 18,5,$$

Далее определяем стационарное сопротивление заземления по формуле:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + l_B \cdot n_B} \right), \quad (104)$$

где  $A$  - коэффициент принимается по ЭТС, и равен по формуле:

$$A = \frac{I_B}{\sqrt{S}}, \quad (105)$$

$$A = \frac{5}{\sqrt{5459}} = 0,07,$$

Принимаем  $A=0,16$ ,

$$R_c = 100 \cdot \left( 0,16 \cdot \frac{1}{\sqrt{5459}} + \frac{1}{2184 + 5 \cdot 18,5} \right) = 0,26 \text{ Ом},$$

Находим импульсные коэффициенты по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (106)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5459}}{(100 + 100) \cdot (61 + 45)}} = 1,6,$$

Определяем импульсное сопротивление заземления по формуле:

$$R_u = R_c \cdot \alpha_u, \quad (107)$$

$$R_u = 0,26 \cdot 1,6 = 0,41 \text{ (Ом)},$$

$$0,41 \leq 0,5 \text{ Ом},$$

Заземление выбрано правильно.



## 5.2 Расчет защиты от прямых ударов молнии

Согласное ПУЭ открытые подстанции 110 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Защита от прямых ударов молнии на подстанции осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Высота самого высокого элемента подстанции составляет 11 м, это линейные порталы, а так как высота других элементов ниже, они тоже попадут под зону защиты молниеотвода.

Высоту молниеотвода на линейном портале 110 кВ – 23 м.

Так как высота молниеотвода меньше 150 м, то его параметры определяются следующими формулами:

Эффективная высота стержневого молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (108)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 23 = 19,55,$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (109)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \cdot 23 = 24,242 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне линейного и шинного портала по формуле:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (110)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта, для линейного портала 17 м, для шинного 11 м.

$$r_{xл} = 24,242 \cdot \left(1 - \frac{11}{19,55}\right) = 10,6 \text{ м},$$

$$r_{xш} = 24,242 \cdot \left(1 - \frac{7,5}{19,55}\right) = 14,9 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами находится в пределе  $h \leq L_{m-m} \leq 2h$ . Тогда найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 по формуле:

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \quad (111)$$

$$h_c = 23 - \frac{34}{7} = 18,2 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (112)$$

$$r_{cxл} = 24,242 \cdot \frac{18,2 - 11}{18,2} = 38,9 \text{ м},$$

$$r_{\text{схш}} = 24,242 \cdot \frac{18,2 - 7,5}{18,2} = 34,3\text{м},$$

Аналогичный расчет проводится для других пар молниеотводов, результаты расчета сведены в таблицу 25. Подробный расчет приведен в приложении А. Так же результаты расчета молниезащиты представлены в графической части.

Таблица 25 – Параметры зон молниезащиты.

| Молниеот-<br>воды | L(м) | h(м) | h <sub>эф</sub> (м) | h <sub>с</sub> (м) | r <sub>0</sub> (м) | r <sub>хл</sub> (м) | r <sub>схл</sub> (м) | r <sub>хл</sub> (м) | r <sub>схл</sub> (м) |
|-------------------|------|------|---------------------|--------------------|--------------------|---------------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| 1-2               | 34   | 23   | 19,55               | 18,2               | 24,24              | 10,6                | 38,9                 | 10,6                | 38,9                 |
| 2-3               | 34   | 23   | 19,55               | 18,2               | 24,24              | 10,6                | 38,9                 | 10,6                | 38,9                 |
| 3-4               | 34   | 23   | 19,55               | 18,2               | 24,24              | 10,6                | 38,9                 | 10,6                | 38,9                 |
| 4-1               | 34   | 23   | 19,55               | 18,2               | 24,24              | 10,6                | 38,9                 | 10,6                | 38,9                 |

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 6.1 Дифференциальная защита трансформаторов

Назначением данной защиты является защита от многофазных КЗ в обмотках и на выводах силовых трансформаторов. Пусть, защита выполняется с помощью реле ДЗТ-11, оснащенного помимо уравнивающей и дифференциальной обмоток еще и тормозной обмоткой, обеспечивающей защиту от ложного срабатывания реле при внешнем для трансформатора коротком замыкании.

Для того, чтобы рассчитать необходимые для правильной работы защиты параметры трансформаторов тока и реле ДЗТ-11 необходимо знать значения номинальных токов, а также максимальных и минимальных токов КЗ на каждой из сторон силового трансформатора. Напомним, что за максимальный ток принимается ток трехфазного КЗ, а за минимальный – ток двухфазного КЗ

Первичный рабочий ток обмотки ВН трансформатора уже посчитан в работе выше и равен:

$$I_{\text{рабВН}} = 125,5 \text{ А,}$$

$$I_{\text{рабНН}} = 2291 \text{ А,}$$

На стороне ВН у нас стоит ТТ с коэффициентов трансформации 100/5, а на стороне НН с коэффициентом трансформации 1000/5.

Для компенсации сдвига токов по фазе, вторичные обмотки ТТ со стороны трансформатора включенных в схему звезда, собирают в треугольник, а со стороны треугольника трансформатора в звезду.

Вторичный ток в защите определим по формуле:

$$I_{\text{Свтор}} = \frac{I_{\text{рабС}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (113)$$

где  $K_{cx}$  - коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в звезду, и  $\sqrt{3}$  при соединении в треугольник;

$K_{ТТ}$  - коэффициент трансформации ТТ.

$$I_{ВНвтор} = \frac{125,5 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 10,9 \text{ А},$$

$$I_{ННвтор} = \frac{2291}{1000/5} = 11,5 \text{ А},$$

Ток срабатывания ДЗТ определяется по условию отсрочки от броска тока намагничивая при включении ненагруженного трансформатора под напряжение. Ток срабатывания рассчитывается по стороне с более нагруженным вторичным током, в нашем случае по стороне 6,3 кВ

$$I_{ср.р} = k_n \cdot I_{рабНН}, \quad (114)$$

где  $k_n$  - коэффициент отсрочки для ДЗТ-11 равен 1.5

$$I_{ср.р} = 1,5 \cdot 2291 = 2749 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле находим по формуле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{ср.р} \cdot K_{cx}}{K_{ТТ}}, \quad (115)$$

$$I_{ср.р} = \frac{2749 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 23,8 \text{ А},$$

Далее определим число витков уравнильной обмотки на стороне 6.3 кВ по формуле:

$$\omega_{\text{расчосн}} = \frac{F_{\text{ср.р}}}{I_{\text{ср.р}}}, \quad (116)$$

где  $F_{\text{ср.р}}$  - магнитодвижущая сила (МДС) срабатывания реле, для ДЗТ-11 принимается 180 Ав

$$\omega_{\text{расчосн}} = \frac{180}{23,6} = 8 \text{ витков,}$$

На первой уравнильной обмотке устанавливаем 8 витков

Определение числа витков на стороне 110 кВ по формуле:

$$\omega_{\text{расчнесн}} = \omega_{\text{расчосн}} \cdot \frac{I_{\text{ННвтор}}}{I_{\text{ВНвтор}}}, \quad (117)$$

$$\omega_{\text{расчнесн}} = 8 \cdot \frac{11,5}{10,9} = 13,7 \text{ витков,}$$

Число витков на стороне 110 кВ устанавливается 14 витками.

Далее считается число витков тормозной обмотки, необходимое для бездействия защиты при внешнем КЗ.

$$\omega_{\text{торм}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб}} \cdot \omega_{\text{расчнесн}}}{I_{\text{кмакс}} \cdot \text{tg}\alpha}, \quad (118)$$

где  $\operatorname{tg}\alpha = 0.8$ ;

$I_{\text{кмакс}}$  - максимальный ток кз на стороне 6,3 кВ;

$I_{\text{нб}}$  - ток небаланса ДЗТ;

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{нб1}} + I_{\text{нб2}} + I_{\text{нб3}}, \quad (119)$$

где  $I_{\text{нб1}}$  - ток небаланса погрешности ТТ;

$I_{\text{нб2}}$  - ток небаланса обусловленный РПН;

$I_{\text{нб3}}$  - ток небаланса обусловленный неточностью витков на уравнительных обмотках реле.

$$I_{\text{нб1}} = I_{\text{кмакс}} \cdot k_{\text{апер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon, \quad (120)$$

где  $k_{\text{апер}}$  - коэффициент переходного режима, для ДЗТ-11 равен 1;

$k_{\text{одн}}$  - коэффициент схожести трансформаторов тока, равен 1;

$\varepsilon$  - значение погрешности ТТ, равен 0.1.

$$I_{\text{нб1}} = 2291 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.1 = 229,1 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб2}} = I_{\text{кмакс}} \cdot U_{\text{рпн}}, \quad (121)$$

где  $U_{\text{рпн}}$  - полный диапазон РПН равен 0.16.

$$I_{\text{нб2}} = 2291 \cdot 0,16 = 337 \text{ А},$$

$$I_{\text{нбз}} = \frac{\omega - \omega_{\text{расчосн}}}{\omega_{\text{расчосн}}} \cdot I_{\text{кмакс}}, \quad (122)$$

$$I_{\text{нбз}} = \frac{14 - 13,7}{13,7} \cdot 2291 = 1649 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб}} = 229,1 + 337 + 1649 = 2244 \text{ А},$$

$$\omega_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot 2244 \cdot 8}{2291 \cdot 0,8} = 11,1 \text{ витков},$$

На тормозной обмотке устанавливаем 12 витка.

Данная схема дифференциальной защиты выполняется на ДЗТ-11 по всем требованиям ПУЭ удовлетворяет, так же подходит по требованиям к чувствительности и защиты от различных видов КЗ.

## 6.2 Расчет максимальной токовой защиты на стороне 110 кВ

Максимальная токовая защита является не основной защитой трансформатора, но полностью защищает трансформатор, и также защищает от токов внешних коротких замыканий.

Ток срабатывания защиты определим по формуле:

$$I_{\text{сзптз}} = \frac{K_{\text{над}} \cdot K_{\text{вз}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{рмах}}, \quad (123)$$

где  $K_{\text{в}}$  - коэффициент самозапуска, равен 2;

$K_{\text{над}}$  - коэффициент надежности, равен 1.1;

$K_{\text{вз}}$  - коэффициент возврата, равен 0.8.



$$I_{\text{сзртз}} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 125,5 = 345,2 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{\text{сзртз}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сзртз}}}{K_{\text{тт110}}}, \quad (124)$$

где  $K_{\text{сх}}$  - коэффициент схемы при соединении обмоток треугольником равен  $\sqrt{3}$ .

$$I_{\text{сзртз}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 345,2}{20} = 29,9 \text{ А},$$

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кзвн}}^{(1)}}{I_{\text{сзртз}}}, \quad (125)$$

где  $I_{\text{кзвн}}^{(1)}$  - ток однофазного кз, равен 4200 А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{2400}{345,2} = 7 \geq 1,2,$$

Значение чувствительности подходит.

Выдержку времени МЗТ нужно срабатывать защиты отходящей линии, и это время равно 1.5с.

$$t_{\text{сзртз}} = 1.5 + 0.5 = 2 \text{ с},$$

Расчеты для стороны 6,3 кВ производим аналогично и сведем результаты в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчет реле МТЗ

| Сторона | $I_{\text{рmax}}$ | $I_{\text{сммтз}}$ | $I_{\text{смрмтз}}$ | $K_{\text{ч}}$ |
|---------|-------------------|--------------------|---------------------|----------------|
| ВН      | 125,5             | 345,2              | 29,9                | 7              |
| НН      | 2291              | 6300               | 545,6               | 39             |

### 6.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но является основной защитой трансформатора и работает на сигнал при наличии дежурного персонала, а при его отсутствии работает на разгрузку или отключение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определим по формуле:

$$I_{\text{сзпер}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}{K_{\text{в}}}, \quad (126)$$

где  $K_{\text{отс}}$  - коэффициент отсрочки, равный 1.05.

$$I_{\text{сзпер220}} = \frac{1,05 \cdot 125,5}{0,8} = 188,3 \text{ А},$$

$$I_{\text{сзпер10}} = \frac{1,05 \cdot 2291}{0,8} = 3437 \text{ А},$$

Вторичные токи срабатывания защиты от перегрузки найдем по формуле:

$$I_{2\text{сзпер}} = \frac{I_{\text{српер}}}{K_{\text{тТ}}}, \quad (127)$$

$$I_{2\text{сзпер}220} = \frac{188,3}{20} = 9,4 \text{ А},$$

$$I_{2\text{сзпер}10} = \frac{3437}{200} = 17,2 \text{ А},$$

#### **6.4 Газовая защита трансформатора**

Газовая защита основана на газообразовании в масле при повреждении его в баке трансформатора. От характера и размера повреждения зависит количество газообразования. От этого газовая защита способна различать степень повреждения, и действовать от сигнала или отключения.

В России широко часто используют газовое реле с двумя шаровидными пластмассовыми поплавками типа РГТ-80. Хотя он и имеет конструктивные особенности, но принцип работы остается такой же, как и других реле.

У газовой защиты есть ряд преимуществ: высокая чувствительность и защита почти от всех видов повреждения внутри бака; маленькое время срабатывания; простота в исполнении, и также способность реагировать при недопустимом понижении масла по ряду причин.

Но также у газовой защиты есть ряд недостатков, таких как: газовая защита не реагирует на повреждения между зоной вне бака и выключателей. Защита может подействовать ложно если попадет воздух в бак, а попасть он может, например при доливке масла, при монтаже системы охлаждения и т.д. Также ложно может сработать при повреждении в ходе землетрясения. Но в

этих случаях допускается перевод действия выключения на сигнал. Из вышеописанного можно сделать вывод что газовая защита не может быть единственной защитой трансформатора от внутренних повреждений.

Так же газовая защита может не среагировать на начальную стадию виткового замыкания, т. к. оно может не сопровождаться появлением дуги и в следствии чего газообразования не будет, а значит защита не сработает и замыкание останется не замеченным.

### **6.5 Автоматика ПС «Катерная»**

Автоматика установленная на ПС «Катерная» останется без изменений, и в данном пункте будет описана автоматика ПС «Катерная».

АВР – автоматический ввод резерва. Предназначен для подключения резервных источников питания в случае отключения основного. Так же повышает надежность системы электроснабжения.

АВР работает через реле минимального напряжения, подключенных к ТН. Когда напряжение на участке пропадает, реле подает сигнал в схему АВР, но чтобы АВР сработал, нужно чтобы нижеописанный ряд условий:

- На участке нет КЗ. Если пропажа напряжения связана с КЗ, то включение дополнительных источников питания в цепь с КЗ недопустимо.
- Ввод включен. Это нужно чтобы АВР не сработал, когда напряжение пропало из-за намеренного выключения вводного выключателя.
- На участке куда нужно доставить напряжение после включения АВР, напряжение имеется, так как данное переключение не имеет смысла.

АПВ – автоматическое повторное включение. Нужен для повторного включения, выключенного под действием релейной защиты выключателя через промежуток времени, в некоторых системах возможно до 8 циклов АПВ.

АЧР – автоматическая частотная разгрузка. Автоматика, направленная на повышение надежности работы. Предотвращает образование лавины частоты, тем самым сохраняет целостность системы. Работа АЧР заключается в

отключении менее важных потребителей при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе. Бывает два вида АЧР: АЧР 1 и АЧР 2.

АЧР 1 – работа данного вида АЧР заключается в отключении потребителей с целью остановить образование лавины падения частоты. Диапазон уставок лежит от 48.5 Гц до 46.5 Гц с шагом в 0.1 Гц. Выдержка времени а АЧР 1 лежит от 0.3 до 0.5 секунд.

АЧР 2 – работа данного АЧР поднять частоту в системе после остановки лавины частоты что сделала АЧР 1 до значений 49 Гц. Срабатывает от 47.5-48.5 Гц. Выдержка времени у АЧР 2 колеблется от 5-10 до 70-90 секунд. Такая выдержка времени обусловлена тем, что система может долго работать 49.2 Гц, поэтому нет смысла отключать потребителей, которые могут получать электроэнергию без вреда для системы, чтобы восстановить частоту до номинального.

## 7 НАДЕЖНОСТЬ СХЕМЫ РУ 110 КВ

При определении надежности подстанции проведем расчет относительно шин 6,3 кВ. На рисунке показана упрощенная схема электроснабжения подстанции. При расчете надо указать следующее: ремонтная перемычка в нормальном режиме работы отключена, расчет проведем для одной цепи, а результаты будет равен параллельному соединению двух этих цепей.

Параметрами для расчета надежности являются: параметр отказов в год  $\lambda$  (1/год), среднее время восстановления  $t_{в}$  (час), частота намеренных отключений  $\lambda_{пр}$  (1/год), среднее время намеренных отключений  $t_{пр}$  (час).

Параметры элементов сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Параметры элементов для расчетов надежности.

| Элемент                   | $\lambda$ ,<br>1/год | $t_{в}$ , часов | $\lambda_{пр}$ , 1/год | $t_{пр}$ , часов |
|---------------------------|----------------------|-----------------|------------------------|------------------|
| Воздушная линия<br>110 кВ | 0.17                 | 7               | 0.8                    | 15               |
| Разъединитель 110<br>кВ   | 0.01                 | 7               | 0.83                   | 5                |
| Выключатель 110<br>кВ     | 0.02                 | 21              | 0.8                    | 12               |
| Трансформатор             | 0.02                 | 10              | 0.75                   | 28               |
| Выключатель 6,3<br>кВ     | 0.03                 | 20              | 0.86                   | 8                |
| Сборные шины 6,3<br>кВ    | 0.03                 | 7               | 0.834                  | 2                |

Вероятность отключения элементов подстанции определим по следующим формулам:

Для воздушной линии 110 кВ:

$$q_{\text{вл}} = \frac{\lambda_{\text{вл}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}} \cdot l \frac{1}{100}, \quad (128)$$

где  $T_{\text{г}}$  - число часов в году, равное 8760 часам;

$l$  - длина линии.

$$q_{\text{вл}} = \frac{0,17 \cdot 7}{8760} \cdot 27 \frac{1}{100} = 3,67 \cdot 10^{-5},$$

Для разъединителей 110 кВ:

$$q_{\text{разд}} = \frac{\lambda_{\text{разд}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}}, \quad (129)$$

$$q_{\text{разд}} = \frac{0,01 \cdot 7}{8760} = 7,99 \cdot 10^{-6},$$

Для трансформаторов:

$$q_{\text{тр}} = \frac{\lambda_{\text{тр}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}}, \quad (130)$$

$$q_{\text{тр}} = \frac{0,02 \cdot 10}{8760} = 1,6 \cdot 10^{-5}$$

Для шин 10 кВ:

$$q_{\text{шин}} = \frac{\lambda_{\text{шин}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}} \cdot n_{\text{пр}}, \quad (131)$$

$$q_{\text{шин}} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 7 = 1,68 \cdot 10^{-4},$$

Для выключателей и шин расчет ведется с учетом смежных элементов системы. Для выключателя 110 кВ смежные элементы это воздушная линия и трансформатор. Для выключателей 6,3 кВ смежные элементы это трансформатор и шины 6,3 кВ. Для шин 6,3 кВ смежные элементы — это все элементы.

Для выключателей 110 кВ.

$$q_{\text{в}} = \frac{\lambda_{\text{в}} \cdot t_{\text{в}}}{T_{\text{г}}} + a_{\text{кз}} \cdot (\sum q_{\text{смеж}}) + a_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}}, \quad (132)$$

где  $a_{\text{кз}}$  - частота отказов при автоматических отключениях отказов смежных элементов равно 0.005;

$q_{\text{смеж}}$  - вероятность отказа смежного элемента;

$a_{\text{оп}}$  - частота отказов выключателя при переключениях равно 0.003;

$N_{\text{оп}}$  - число оперативных переключений в год равно 2.

Для выключателей 110 кВ.

$$q_{\text{в220}} = \frac{0,02 \cdot 21}{8760} + 0,005 \cdot (1,16 \cdot 10^{-5} + 3,67 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3},$$

Для выключателей 6,3 кВ.



$$q_{в10} = \frac{0,02 \cdot 21}{8760} + 0,005 \cdot (1,6 \cdot 10^{-5} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3},$$

Для шин 10 кВ нужно произвести подробный расчет надежности при передаче мощности только по одной цепи.

Вероятность отказа цепи определим по формуле:

$$q_{цепи} = \sum q_{смеж} + \frac{\lambda_{прмакс} \cdot t_{пр}}{T_r}, \quad (133)$$

где  $\lambda_{прмакс}$  - максимальная частота намеренных отключений

$$q_{цепи} = (3,67 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-5} + 7,9 \cdot 10^{-5} + 1,6 \cdot 10^{-5} + 6 \cdot 10^{-5} + 10^{-5}) + \frac{0,86 \cdot 8}{8760} = 0,013,$$

Параметр потокоотказа цепи [5]:

$$\lambda_{\mu} = \sum \lambda_i + \lambda_{прмакс}, \quad (134)$$

где  $\lambda_i$  - вероятность потокоотказа всех элементов в цепи.

$$\lambda_{\mu} = 0,3 + 0,86 = 1,14,$$

Время восстановления системы из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_{\text{цепи}} \cdot T_{\Gamma}}{\lambda_{\mu} - \lambda_{\text{прмакс}}}, \quad (135)$$

$$t_{\text{вс}} = \frac{0,013 \cdot 8760}{1,14 - 0,86} = 410 \text{ (час)},$$

Вероятность отказа системы из двух цепей определим по формуле:

$$q_{2\text{цеп}} = q_{\text{цепи}}^2 + 2 \cdot K_{\text{ПЛ}} \cdot \left( \frac{\lambda_{\text{прмакс}} \cdot t_{\text{пр}}}{T_{\Gamma}} \right), \quad (136)$$

где  $K_{\text{ПЛ}}$  - вспомогательный коэффициент, найдем по формуле:

$$K_{\text{ПЛ}} = 1 - e^{\left( \frac{-t_{\text{пр}}}{t_{\text{вс}}} \right)}, \quad (137)$$

$$K_{\text{ПЛ}} = 0,019,$$

$$q_{2\text{цеп}} = 0,013^2 + 2 \cdot 0,019 \cdot \left( \frac{0,86 \cdot 8}{8760} \right) = 2,027 \cdot 10^{-4},$$

Параметр потокоотказа системы из двух цепей определим по формуле:

$$\lambda_{2\text{цеп}} = 2 \cdot \lambda_{\mu} \cdot q_{\mu} + 2 \cdot (\lambda_{\mu} - \lambda_{\text{прмакс}}) \cdot \frac{\lambda_{\text{прмакс}} \cdot t_{\text{пр}}}{T_{\Gamma}}, \quad (138)$$

$$\lambda_{2\text{цеп}} = 2 \cdot 1,14 \cdot 0,013 + 2 \cdot (1,14 - 0,86) \cdot \frac{0,86 \cdot 9}{8760} = 0,03,$$

Среднее время безотказной работы системы определим по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{2цеп}}, \quad (139)$$

$$T_c = \frac{1}{0,03} = 33 \text{ (года)},$$

Расчётное время безотказной работы системы определим по формуле:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{2цеп}}, \quad (140)$$

$$T_p = \frac{0,105}{0,03} = 3,5 \text{ (лет)},$$

## 8 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### 8.1 Расчёт капиталовложений

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

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

$$K = K_{ПС}, \quad (141)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6]:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ОТ.З} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{П} \cdot K_{ИНФ}, \quad (142)$$

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

$K_{ИНФ}$  – коэффициент инфляции равный 9,5;

$K_{ОРУ}$  – стоимость ОРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат;

$K_{П}$  – районный коэффициент для Дальнего востока, равен 1.4.

Таблица 28 – Затраты на капиталовложение

| Вид затрат       | Тип          | Количество | Стоимость(млн.руб) |
|------------------|--------------|------------|--------------------|
| Трансформатор    | ТДН25000/110 | 2          | 12                 |
| Постоянная часть |              | 1          | 11                 |

Капиталовложение в ОРУ мы найдем из расчетов. При расчете принимаем стоимость одной ячейки масляного выключателя высшего и низкого напряжения. Количество ячеек высшего напряжения равно 3, а количество ячеек низшего 11. Стоимость принимается равно согласно средним показателям за 2012 год [4].

$$K_{от.3} = S_{от.3} \cdot U_{от.3}, \quad (143)$$

где  $S_{от.3}$  - количество ячеек выключателей на сторонах;

$U_{от.3}$  - стоимость одной ячейки выключателя на стороне;

$$K_{от.3} = 15 \cdot 7 = 105 (\text{млн.руб}),$$

$$K_{пу} = K_{110} \cdot n_{110}, \quad (144)$$

где  $n_{110}$  - количество ячеек выключателей на сторонах;

$K_{110}$  - стоимость одной ячейки выключателя на стороне;

$$K_{пу} = 2 \cdot 3,5 + 11 \cdot 0,12 = 8,32 (\text{млн.руб}),$$

$$K_{пост} = 11,$$

$$K_{тр} = K_{тр} \cdot n_{тр}, \quad (145)$$

В данном случае мы не умножаем на коэффициент инфляции, т.к цена на трансформатор актуальна для 2023 года.

$$K_{TP} = 2 \cdot 7,1 = 14,2 \text{ (млн.руб)},$$

$$K_{ПС} = (K_{ТО.З} + K_{РУ} + K_{TP} + K_{ПОСТ}) \cdot K_3 \cdot K_{II},$$

$$K_{ПС} = (105 + 8,32 + 11 + 14,2) \cdot 1,4 \cdot 9,5 = 1842,3 \text{ (млн.руб)},$$

## 8.2 Расчет потерь электрической энергии

Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону, они определяются по приказу Министерства энергетики РФ [25].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП в зимнее и летнее время года [5]:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ}, \quad (146)$$

где  $\Delta P_K$  – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, равно 0,008.

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K, \quad (147)$$

где  $T_3$ ,  $T_Л$  – количество зимних и летних часов (4800 и 3960 часов соответственно);

$\Delta W_K$  – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле [3]:

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760, \quad (148)$$

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760 = 0,008 \cdot 57 \cdot 8760 = 3995 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{ВЛ1} = \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 4800 + \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 3960 = 626,83 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{ВЛ2} = \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 4800 + \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 3960 = 564,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W = 626,8 + 564,9 + 3995 = 5186 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

### 8.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{\Delta W}, \quad (149)$$

где  $I_{AM}$  – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{PЭО}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$  – затраты на передачу электроэнергии.

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

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (150)$$

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

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

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (151)$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (152)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – нерегулируемая составляющая в ставке покупки потерь электроэнергии за 2023 год для Амурской области – 2,121 тыс.руб/МВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 5186 \cdot 2,69 = 1,395 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб},$$

$$I_{AM} = \frac{3,766 \cdot 10^5}{20} = 1,883 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб},$$

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 2,52 \cdot 10^5 + 0,059 \cdot 1,243 \cdot 10^5 = 9,353 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб},$$

$$I = 1,883 \cdot 10^4 + 9,353 \cdot 10^3 + 1,395 \cdot 10^4 = 42,134 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб},$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (153)$$



где  $E$  – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ( $E = 0,1$ );

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

$I$  – издержки.

$$Z = 0,1 \cdot 3,766 \cdot 10^5 + 42,134 \cdot 10^3 = 79,793 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.},$$

Суммарные капиталовложения в реконструкцию составят:

$$K = 3,77 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.},$$

#### 8.4 Оценка экономической эффективности

Выполним расчет срока окупаемости вложенных средств в реализацию модернизации. Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности является оценка выручки от реализации проекта.

Полезно отпущенную часть электроэнергии потребителю принимаем на основании данных потребления на рассматриваемый год. Исходя из максимального потребления – 25 МВт, и количества часов в году – 8760 ч., получаем полезно отпущенную часть электроэнергии за год – 219000 МВтч.

$$O_{pi} = W_i \cdot T_i, \tag{154}$$

где  $W_i = 219000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;  
 $T_i$  - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВт·ч.

$$O_{pt} = 219000 \cdot 202,4 = 44,32 \text{ млн.руб,}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{377000000}{44325600} = 8,5 \text{ лет,}$$

Исходя из полученных результатов, делаем вывод об относительно быстрой окупаемости вложенных инвестиций, что делает предложенный проект по реконструкции ПС 110 кВ Катерная инвестиционно привлекательным.

Для привлечения инвесторов потребуется рассмотрение экономической составляющей проекта на более детальном уровне и может быть рассмотрен в магистерской диссертации

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 9.1 Безопасность

Электрическая подстанция — это комплексное оборудование, которое принимает, преобразует и распределяет электрическую энергию. Она состоит из различных элементов, таких как трансформаторы, устройства управления, распределительные и вспомогательные устройства [21].

На подстанции напряжением 110 кВ изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы:

1) Усилия, нагрев, электрическая дуга или другие явления (такие как искрение, выброс газов и т.п.), вызываемые нормальными условиями работы электроустановки, не могут нанести повреждений оборудованию, вызвать короткое замыкание или замыкание на землю, или причинить вред обслуживающему персоналу.

2) В случае нарушения нормальных условий работы электроустановки, повреждения, вызванные коротким замыканием, локализуются путем снятия напряжения с электроустановки следующим образом: отключение выключателей со всех сторон электроустановки, создание видимого разрыва контактов разъединителя, заземление электроустановки и устранение повреждений.

3) При снятом напряжении с какой-либо цепи, аппараты, токоведущие части и конструкции, относящиеся к этой цепи, могут быть осмотрены, заменены и отремонтированы без нарушения работы соседних цепей. Для этого обе стороны цепи должны иметь видимый разрыв, а аппараты и токоведущие части должны быть заземлены.

4) Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и посторонних лиц необходимо соблюдать меры защиты, указанные в главе 1.7, а также следующие мероприятия:

- Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или использование ограждений для токоведущих частей;

- Применение блокировки аппаратов и защитных устройств для предотвращения ошибочных операций и несанкционированного доступа к токоведущим частям;

- Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;

- Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;

- Использование средств защиты и приспособлений, включая средства защиты от воздействия электрических и магнитных полей в электроустановках, где их напряженность превышает нормы [15].

5) Независимо от минимальной температуры, необходимо предусмотреть подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блокировки клапанов воздушных выключателей, агрегатных шкафов, а также других шкафов, где используется аппаратура или зажимы внутренней установки.

При размещении РУ и подстанций в местах, где воздух может содержать вещества, негативно влияющие на изоляцию или оборудование, должны быть предприняты меры для обеспечения надежной работы установки, такие как использование усиленной изоляции, применение материалов для шин, стойких к воздействию окружающей среды, или покрытие их защитным слоем.

- РУ и подстанции должны быть размещены с учетом преобладающего направления ветра;

- РУ и подстанции должны быть выполнены в соответствии с наиболее простыми схемами;

- Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением, при этом осветительная арматура должна

быть установлена таким образом, чтобы обеспечить безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, которые находятся близко к токоведущим частям и могут быть доступны для прикосновения персоналом, не должны нагреваться от электрического тока до температуры 50 °С и выше. А те, которые недоступны для прикосновения, — до 70 °С и выше [15].

Во всех цепях распределительных устройств предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединителей, отделителей) с видимым разрывом, чтобы обеспечить возможность отключения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители устанавливаются с обеих сторон электрических цепей или аппаратов [15].

При работе на ПС высокого напряжения всегда необходимо оформление нарядов-допусков и соблюдение всех норм и правил, предусмотренных при работе на данном типе производства в соответствии с четкой иерархией [17].

Для обеспечения безопасности работы в электроустановках должны проводиться организационные мероприятия, включающие:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдачу разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На ПС, как на объекте повышенной опасности, работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Каждая ПС такого уровня напряжения должна быть оснащена хорошим освещением, средствами пожаротушения, а также однолинейными подробными схемами всей ПС для возможности переключения. На РУ высокого напряжения также должна быть защитная блокировка, предотвращающая ошибочные действия персонала на ПС. Все вышеперечисленные меры должны соблюдаться и выполняться, чтобы избежать нежелательного травматизма или летального исхода.

## **9.2 Экологичность**

Электроустановки должны соответствовать текущим нормативным документам по охране окружающей природной среды, включая допустимые уровни шума, вибрации, напряженности электрического и магнитного полей, а также электромагнитную совместимость. В электроустановках необходимо предусмотреть меры по сбору и удалению отходов, таких как химические вещества, масла, мусор и технические воды. Согласно требованиям по охране окружающей среды, не допускается попадание указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги и на территории, не предназначенные для их хранения [13].

На подстанциях есть риск загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом из-за возможных механических повреждений внешнего корпуса силовых трансформаторов, которые могут привести к утечкам масла на

землю. Чтобы избежать распространения пожара и предотвратить такие утечки, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла более 1 тонны, маслосборники, маслоприемники и маслоотводы устанавливаются на подстанциях [13].

В данном разделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с большим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов марки ТДН-25000/110. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 29 [29].

Таблица 29 - Параметры трансформатора ТДН – 25000/110 – У1

| Тип трансформатора | Мощность, МВА | Масса, т |       | Габариты, мм |      |      |
|--------------------|---------------|----------|-------|--------------|------|------|
|                    |               | полная   | масла | Н            | L    | В    |
| ТДН-25000/110      | 25            | 45       | 11,5  | 5080         | 5515 | 3790 |

Для марки трансформатора ТДН-25000/110-У-1 маслоприемник должен быть достаточно большим, чтобы содержать от 10 до 50 тонн масла, и выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра, с уменьшением габаритов на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора. Объем маслоприемника с отводом масла должен быть достаточным для одновременного приема 100% масла, залитого в трансформатор. На ПС установлен маслоприемник с отводом масла, на котором установлена металлическая решетка, а поверх нее насыпан слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприемники с отводом масла могут быть как заглубленными, так и незаглубленными, причем при выполнении заглубленного маслоприемника не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [15].

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

1. С установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Гравий, используемый внутри ограждений, должен быть чистым и промываться не менее одного раза в год. Если гравий не может быть промыт из-за образования отложений или появления растительности, его нужно заменить.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть покрыто чистым гранитным гравием или щебнем фракции от 30 до 70 мм толщиной не менее 0,25 м.

Для удаления масла и воды из маслоприемника необходимо установить специальные маслоотводы, диаметр которых должен быть рассчитан на отвод 50% масла и полное количество воды от пожаротушения за 15 минут.

Трансформаторы мощностью 25 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС по паспортным данным имеют полную массу 45 т. Масса масла в трансформаторе составляет 11,5 т, а его объем вычисляется по выражению [5]:

$$V_{mm} = \frac{m}{\rho_m}, \quad (155)$$

$$V_{mm} = \frac{11,5}{0,885} = 12,99 \text{ м}^3,$$



где  $\rho_m$  -плотность трансформаторного масла, марка масла Т-1500-  
 $\rho_m = 885 \text{ кг/м}^3$  [15].

Зная размеры трансформатора, рассчитаем площадь и габариты масло-  
приёмника.

Отсюда габариты маслоприёмника будут равны:

$$L' = L + 2 \cdot \Delta, \quad (156)$$

$$L' = 5,52 + (2 \cdot 1,5) = 8,5 \text{ м},$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (157)$$

$$B' = 3,8 + (2 \cdot 1,5) = 6,8 \text{ м},$$

где  $\Delta = 1,5 \text{ м}$  – размер выступа за габариты единичного электрооборудования,  
который зависит от массы трансформаторного масла, находящегося в обору-  
довании. Данный параметр определяется при массе трансформаторного масла  
в диапазоне от 10 до 50 тонн [15];

Площадь поверхности маслоприёмника:

$$S_{\text{мп}} = L' \cdot B', \quad (158)$$

$$S_{\text{мп}} = 8,515 \cdot 6,79 = 57,82 \text{ м}^2,$$

Зная площадь поверхности маслоприёмника, определим глубину масло-  
приёмника.

Высота маслоприёмника определяется по формуле:

$$h_{mn} = h_2 + h_6 + h_{mm} + h_{H_2O}, \quad (159)$$

где  $h_2 = 0,25$  м – высота засыпки щебнем или гравием,  
 $h_6 = 0,05$  м – высота воздушного промежутка между решёткой и маслом,  
 $h_{tm}$  и  $h_{H_2O}$  – высота 100% объёма масла и 80% объёма воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2$  л/с · м<sup>2</sup> в течении 30 минут [15].

$$h_{mm} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}}, \quad (160)$$

$$h_{mm} = \frac{12,99}{57,82} = 0,23 \text{ м},$$

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{mn}}, \quad (161)$$

Объём воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{mn} \cdot S_{bnt}), \quad (162)$$

где  $I = 0,2$  л/с · м<sup>2</sup> – секундный расход воды,  $t = 30$  мин = 1800 с.

$S_{bnt}$  – площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{bnt} = 2 \cdot H \cdot (L \cdot B), \quad (163)$$

$$S_{\text{обм}} = 2 \cdot 5,08 \cdot (5,515 \cdot 3,79) = 94,54 \text{ м}^2,$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (57,82 \cdot 94,54) = 43,9 \text{ м}^3,$$

$$h_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{43,9}{57,82} = 0,76 \text{ м},$$

Суммарно высота маслоприёмника составит:

$$h_{\text{мн}} = 0,25 + 0,05 + 0,23 + 0,76 = 1,3 \text{ м},$$

Схематичное изображение маслоприёмника представлена на рисунке 15.

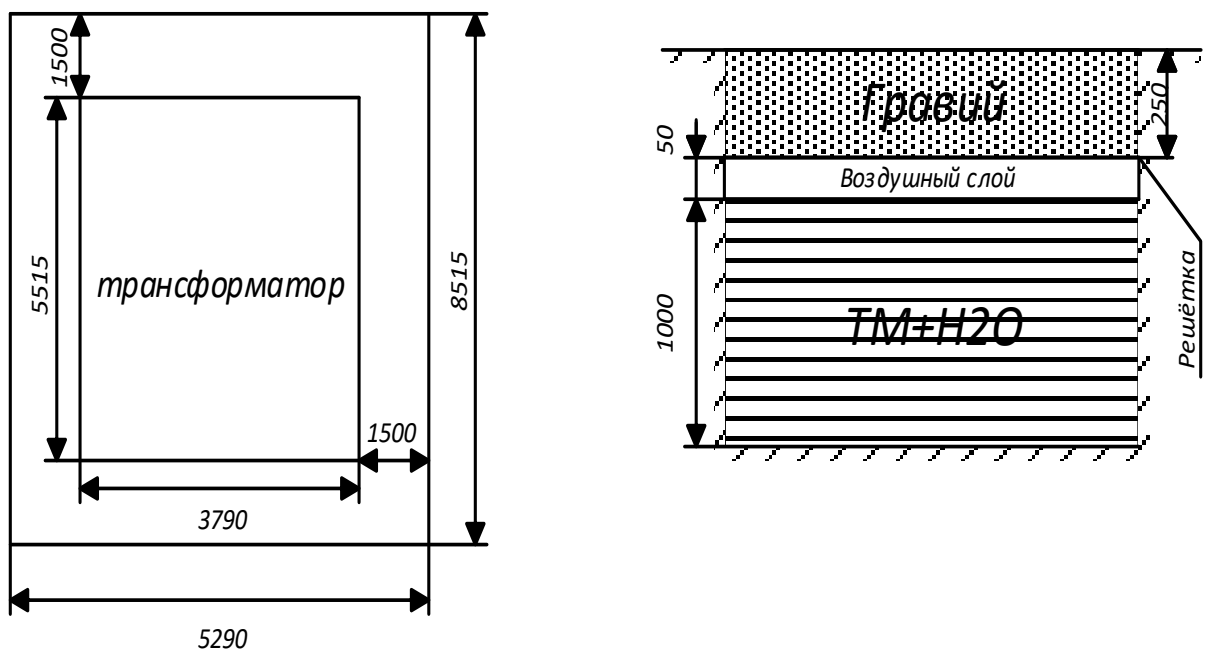


Рисунок 15 – Схема маслоприёмника.

Для безопасности при работе с маслом, следует изготавливать наконечники шлангов из материалов, которые не создают искры при ударе. Для слива масла допускаются только герметизированные сливные устройства, а слив в

открытые сливные люки или во время грозы запрещен. При открытии сливных устройств нужно использовать инструменты, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, которые не создают искры. Переносные лотки или кожухи должны применяться для предотвращения разбрызгивания масла при сливе. Если обнаружены свежие капли масла на гравийной засыпке или маслоприемнике, то необходимо незамедлительно выявить источники их появления и предотвратить дальнейшее протекание, соблюдая при этом меры безопасности.

Стационарные маслоочистительные установки (сепараторы) должны иметь исправную дренажную систему, а приемный бак грязного масла должен быть оснащен мерным стеклом с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр-прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость. Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен производиться с помощью переносных шлангов, подключенных к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства, с использованием специальных баков для этих целей. После слива масла необходимо убрать все пролитое масло.

### **9.3 Чрезвычайная ситуация**

ЧС на ПС могут возникнуть в результате производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий, диверсий.

На подстанциях ЧС бывают как техногенного, так и природного происхождения.

Производственная авария внезапная остановка работы или нарушение установленного процесса производства на промышленных предприятиях и энергетических объектах, которые приводят к повреждению зданий, материальных ценностей, оборудования, поражению людей.

К производственным авариям на ПС относятся:

- остановка работы электрооборудования в результате его поломки или неисправности, например, обрыв изолятора, падение опоры линий электропередачи, возникновение пожара в результате короткого замыкания.

К природным авариям относятся:

- разрушение вследствие удара молнии, то есть вследствие грозы, обрыв фазы на линиях электропередач в результате штормового ветра, обледенение проводов линий электропередач.

В качестве распространённого вида чрезвычайной ситуации на ПС рассмотрим пожар. В этом случае наиболее вероятными причинами возгорания могут быть короткое замыкание, перегрузка оборудования, нарушения правил эксплуатации, а также механические повреждения электрооборудования.

Основными противопожарными мероприятиями, которые должны быть предприняты на ПС, являются следующие:

-Обеспечение пожарной безопасности при проектировании и строительстве ПС. Необходимо учитывать требования пожарной безопасности на этапах проектирования и строительства ПС, в том числе правила размещения и защиты оборудования, пожарную классификацию материалов и конструкций, а также требования к системам противодымной защиты [19].

-Профилактические меры. Они включают в себя обеспечение своевременного проведения технического обслуживания оборудования, его диагностику, контроль температурного режима, очистку от пыли, грязи и мусора. Также необходимо проводить регулярные тренировки персонала по действиям в случае возникновения пожара [19].

-Организация противопожарной защиты. Для предотвращения пожаров необходимо использовать автоматические системы оповещения и пожаротушения, устанавливать системы автоматического пожаротушения, противодымную защиту и системы охлаждения оборудования [19].

-Действия при возникновении пожара. Если пожар все же произошел, необходимо немедленно вызвать пожарную команду, уведомить персонал и эвакуировать людей из здания. В зависимости от масштабов и характера возгорания необходимо выбрать соответствующие средства пожаротушения и организовать их применение. В случае пожара на ПС закрытого типа, важно также проветрить помещения и обеспечить доступ пожарных команд к техническим помещениям [19].

-Контроль и анализ пожаров. Для предотвращения повторения пожарных ситуаций необходимо проводить анализ и контроль возникших пожаров. Анализируются причины и обстоятельства возгорания, принимаются меры для устранения выявленных недостатков, улучшения технических решений и повышения квалификации персонала [19].

Для предупреждения и тушения пожаров на ПС рекомендуется использовать различные средства пожаротушения, включая порошковые, газовые, жидкостные и водные огнетушители, а также системы автоматического пожаротушения, например, системы пенного пожаротушения или системы газового пожаротушения [19].

Кроме того, важно помнить о правилах хранения и использования огнетушителей. Они должны быть доступны на каждом этаже ПС, в хорошем состоянии, срок службы не должен истекать, а персонал должен знать, как правильно использовать огнетушитель.

Порядок тушения пожара на энергообъекте [24]:

1) Если кто-то замечает возгорание, то он обязан немедленно сообщить о нем в пожарную охрану и старшему по смене на энергообъекте. Также первый заметивший должен попытаться потушить пожар имеющимися у него средствами.

2) Старший по смене или дежурный персонал должны определить место возгорания, возможные пути распространения пожара, угрозы для электрооборудования и участки электрической схемы, находящиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене или дежурный персонал должны проверить автоматическую (стационарную) систему пожаротушения, создать безопасные условия для персонала и пожарных подразделений, чтобы ликвидировать пожар (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции, а также выделить человека, который знаком с расположением подъездных путей и водоисточников, чтобы встретить пожарных.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководитель энергопредприятия или старший по смене должны руководить тушением пожара.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Дежурный персонал может отключать присоединения, на которых горит оборудование, без предварительного разрешения вышестоящего лица, ответственного за оперативное руководство, но должен уведомить о произведенном отключении после.

6) Пожарные подразделения могут начать тушение пожара после проведения инструктажа старшим технического персонала и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего технического персонала, чтобы соблюдать правила техники безопасности и избежать возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Персоналу пожарной службы запрещено входить за ограждения электроустановок, находящихся под напряжением. Необходимо усилить

охрану территории во время пожара и предотвратить доступ посторонних лиц на место ЧП.

Кроме того, инвентарь, используемый для тушения пожаров, должен быть расположен на видном месте, иметь свободный доступ и окрашен масляной краской красного цвета. [19].

Для предотвращения пожаров на подстанции, где установлены трансформаторы мощностью 25 МВА, можно использовать автоматическую систему пожаротушения, которая использует распыленную воду. Система включает в себя насосную станцию с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводы, трубную обвязку автотрансформаторов с орошителями ОПДР-15 и пожарные резервуары.

Для внутреннего пожаротушения на подстанции установлены пожарные краны с расходом 5 л/с, а для наружного пожаротушения используются передвижные устройства, подключаемые к пожарным гидрантам, с расходом 10 л/с.

Для ограничения пожара при возгорании масла под трансформатором на подстанциях применяются специальные маслоприемные ямы. Эти ямы покрыты решеткой и заполнены гравием. В случае пожара трансформатора масло из его бака сливается через нижний спускной кран, проникает через гравий в яму, что помогает сдержать распространение огня.

Система автоматического пуска активизируется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, которые реагируют на внутренние повреждения, такие как образование газа или дифференциальных изменений. Автоматический пуск должен иметь дублирование через дистанционный пуск со щита управления, а также возможность ручного пуска у места установки в безопасном от пожара месте.



Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, необходимо защищать от воздействия высокой температуры. Для этого наиболее эффективно применять распыленную воду. Однако не рекомендуется использовать компактные водяные струи для тушения горячего масла, чтобы не способствовать распространению пожара. Методы тушения других маслonaполненных аппаратов аналогичны методам тушения трансформаторов: необходимо отключить аппарат со всех сторон, заземлить его и использовать имеющиеся подручные средства для тушения пожара [19].

При тушении пожара в электроустановке необходимо соблюдать ряд важных мероприятий, чтобы обеспечить безопасность и минимизировать возможные повреждения. В первую очередь, следует сохранить аппаратуру, установленную на наиболее ответственных частях, таких как щиты управления и релейные панели. Это позволит сохранить работоспособность системы и предотвратить серьезные последствия.

В случае, если на панелях возникло загорание кабелей и аппаратуры, необходимо принять меры по снятию напряжения перед началом тушения. Это важно, чтобы предотвратить распространение огня на соседние панели и обеспечить более эффективное тушение пожара. Запрещается касаться кабелей, проводов и аппаратуры при тушении пожара без предварительного снятия напряжения, поскольку это может привести к опасным последствиям, включая поражение электрическим током.

Для обеспечения безопасности в помещении, где установлена аккумуляторная установка, рекомендуется использовать принудительную вентиляцию с резервным оборудованием. Это обеспечит подачу свежего воздуха и отвод вредных газов, что снизит риск возникновения взрыва и создаст более безопасные условия работы в помещении. Кроме того, для вентиляторов и светильни-

ков следует установить специальные взрывобезопасные электродвигатели, которые обладают дополнительными защитными свойствами и способны предотвратить возгорание или взрыв.

Техническое обслуживание и проверка электрооборудования должны проводиться регулярно. Это позволит выявлять возможные неисправности и риски возникновения пожара заранее, а также принимать соответствующие меры по их устранению. Неправильная эксплуатация и превышение допустимых нагрузок являются одними из основных причин пожаров в электроустановках, поэтому важно соблюдать правила эксплуатации и не допускать перегрузок электрических систем.

В целом, соблюдение этих рекомендаций поможет повысить безопасность при тушении пожара в электроустановках, минимизировать риски возникновения пожара и обеспечить более безопасную эксплуатацию электрооборудования [10].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована подстанция 110/6 кВ Катерная, с целью электроснабжения комплексной жилой застройки. Для выполнения представленной работы были применены все приобретенные знания и навыки за все время обучения. При проектировании подстанции были определены классы номинальных напряжений, выбран источник питания, которым является ПС 110 кВ Патрокл. Для всех классов напряжений выбраны обеспечивающие необходимую надежность и экономическую целесообразность схемы электрических соединений. В качестве распределительного устройств на стороне 110 кВ выбрано ОРУ, на стороне 6,3 кВ применено КРУ марки «САМАРАЭЛЕКТРОЦИТ». На шинах ПС были рассчитаны токи короткого замыкания и проведены выборы и проверки оборудования. На подстанции к эксплуатации приняты трансформаторы ТДН-25000-110/6. Определены уставки срабатывания для дифференциальной защиты трансформатора, выполненной на базе ДЗТ-11. Так же был произведен расчет молниезащиты и заземляющего устройства ПС, были выбраны ОПН. В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.
- 11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 15.05.2017).

12 Колюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 10.06.2017).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 2.06.2017).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2011.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2017).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

32 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.

33 РусКабель.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [http://www.ruscable.ru/info/wire/group/kamkabel\\_kabeli\\_s\\_spe\\_10kv/](http://www.ruscable.ru/info/wire/group/kamkabel_kabeli_s_spe_10kv/).(дата обращения 29.05.2017).