

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) программы «Электрические станции»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование подстанции напряжением 220/110/35/20 кВ Артём  
Приморского края (комплексная выпускная квалификационная работа)

Исполнитель

студент группы 242-об1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А. Е. Дьячков

Руководитель

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н. С. Бодруг

Нормоконтроль

доцент, канд. тех. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А. Н. Козлов

Технический контроль

доцент, канд. тех. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А. Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ  
И.о. зав. кафедрой

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента \_\_\_\_\_

1. Тема выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

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

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) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 97 с, 8 рисунка, 19 таблиц, 8 источников, 1 приложения.

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, НАДЁЖНОСТЬ.

В данной работе был произведен расчет варианта проектирования подстанции 220/110/35/20 кВ «Артём». Произведены расчеты наибольших токов, токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также выбор и проверка оборудования на подстанции. Выполнен расчет молниезащиты и грозоупорности подстанции. Рассмотрен расчет релейной защиты автотрансформатора. Приведены правила пожарной безопасности на подстанции.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия

КЗ – Короткое замыкание

КРУэ – Комплектное распределительное устройство элегазовое

ОПН – Ограничитель перенапряжений нелинейный

ПС – Подстанция

РЗ – Релейная защита

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Характеристика района электроснабжения подстанции 220/110/35/20 «Артём» Приморского края	8
2. Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования	12
2.1 Выбор силовых трансформаторов	12
2.2 Общее положение	14
2.3 Расчёт токов КЗ	16
3. Выбор электрических аппаратов	20
3.1 Общие положения	20
3.2 Выбор КРУЭ	20
3.3 Выбор выключателей	22
3.4 Выбор разъединителей	25
3.5 Выбор трансформаторов тока	25
3.6 Выбор трансформаторов напряжения	30
3.7 Выбор токопровода	32
3.8 Выбор ОПН	33
4. Релейная защита и автоматика	37
4.1 Основные типы защит автотрансформаторов	37
4.2 Дифференциальная защита	39
4.2.1 Расчет минимального тока срабатывания ДТЗ	43
4.2.2 Расчет тока торможения блокировки ДТЗ	44
4.2.3 Коэффициент торможения ДТЗ	46
4.2.4 Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике	47
4.2.5 Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки	48
4.3 Устройство резервирования при отказе выключателя	48
4.3.1 Выбор тока срабатывания УРОВ	49

4.3.2	Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ	49
4.3.3	Выбор действия УРОВ на себя	50
4.4	Токовая защита нулевой последовательности трансформатора	51
4.4.1	Расчет параметра срабатывания ИО тока нулевой последовательности	51
4.5	Максимальная токовая защита	54
4.5.1	Расчет параметра срабатывания максимального ИО тока	54
4.5.2	Расчет параметра срабатывания минимального ИО напряжения	56
4.6	Защита от перегрузки	59
4.6.1	Расчет параметра срабатывания ИО максимального тока	59
4.7	Газовая защита трансформатора	60
5.	Заземление и молниезащита	62
5.1	Общее положение	62
5.2	Расчет заземлителя	63
5.3	Расчет молниезащиты	69
5.4	Анализ грозоупорности	72
6.	Надежность	76
6.1	Общее положение	76
6.2	Определение показателей надежности схемы	77
7.	Экологичность и безопасность	86
7.1	Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом	86
7.2	Пожарная безопасность	91
	Заключение	96
	Библиографический список	97

## ВВЕДЕНИЕ

Проектирование заходов на ПС 220/110/35/20 кВ «Артём» с заходами ЛЭП 220 кВ Владивосток Волна. Заказчиком проекта является ОАО «ФСК ЕЭС».

Проект организации строительства «ПС 220/110/35/20 кВ Артём с заходами ЛЭП 220 кВ ПС «Владивосток» - ПС «Волна» разработан на основании технического задания на разработку проекта.

Актуальность темы связана со строительством электрической подстанции предназначенной для удовлетворения потребностей жителей юга Приморского края.

Задача выпускной квалификационной работы состоит в выборе главной схемы подстанции, выборе и проверке основного электрического оборудования, проектирование заземления и молниезащиты подстанции.

На подстанции применяется напряжение 110 кВ. РУ 110 кВ предусмотрена на базе КРУЭ. Этим решаются следующие задачи:

- минимум занимаемой площади;
- эстетика;
- охрана окружающей среды;
- минимальная вырубка леса;
- электробезопасность.

В соответствии с техническим заданием и исходя из количества присоединений в проекте приняты следующие схемы распределительных устройств: КРУЭ 110 кВ – «одна рабочая секционированная выключателем система шин»;

К РУ 110 кВ подключаются 4 ВЛ 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ к ПС Давыдовка (1 и 2 цепь);
- ВЛ 110 кВ к ПС Промузел;
- ВЛ 110 кВ к ПС Городская.

Так же имеется резервное место для подключения еще двух ВЛ 110 кВ.

Основное оборудование подстанции выбрано по номинальному напряжению, максимально длительному току присоединений, отключающей способности и стойкости к току короткого замыкания, условий окружающей среды.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

## ПОДСТАНЦИИ 220/110/35/20 «АРТЁМ» ПРИМОРСКОГО КРАЯ

В административном отношении площадка проектируемой ПС «Артём» намечена в северной части Советского района г. Владивосток, Приморского края, в 0,1 км к югу от границы Артемовского и Владивостокского городских округов, в 1,4 км к северо-востоку от п. Трудовое, в 4,4 км к юго-западу от г. Артёма, в 2,2 км к юго-востоку от п. Угловое.

В геоморфологическом отношении площадка проектируемой подстанции 220 кВ Артём располагается, в 0,2 км к северу от реки Песчанка, на правом борту её долины, впадающей в залив Угловой, Японского моря в 4,6 км к западу от района работ.

В рельефном отношении участок работ представляет собой всхолмленную площадку южной экспозиции, порубленную лесом, с углом наклона местности 4°. Абсолютные отметки колеблются от 39 до 80 метров в Балтийской 1977 г. Системе высот.

С южной и восточной стороны участок работ ограничен грунтовыми дорогами, с западной стороны – ложиной. С северной стороны от проектируемой подстанции находится вершина сопки Пчелиная с расположенными на ней садово-огородными участками.

Грунты выветрелые, обладают сильной трещиноватостью и различной прочностью: средней и малой. Самая низкая прочность присуща песчаникам, обладающим сильной степенью выветривания.

На площадке подстанции на глубине 4,1 м вскрыты трещинные грунтовые воды. Воды среднеагрессивны к бетону нормальной проницаемости.

В период снеготаяния и обильного выпадения осадков на глубине 0,5-1,0 м прогнозируются локальные формирования грунтовых вод типа

«верховодка». «Верховодка» слабоагрессивная к бетону нормальной проницаемости.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов (согласно СНиП 2.02.01.83, п.п. 2.26 и дополнение к СНиП II-A, 6-62) составляет по данным многолетних наблюдений на ГМС «Озерные Ключи» составляет 126 см под снегом и 156 см под оголенной поверхностью, по данным ГМС «Владивосток» 141 см под снегом и оголенной поверхностью.

Категории грунтов по трудности разработки экскаватором, бульдозером и вручную – I-VI.

Сейсмичность района работ согласно СНиП II-7-81\* составляет по картам ОСР-97-А (массовое строительство) и ОСР-97-В (объекты повышенной ответственности) – 6 баллов, по карте ОСР-97-С (особо ответственные объекты) – 7 баллов.

Определение расчетных условий по ветру и гололеду произведено на основе карт климатического районирования РФ по ветровым и гололедным нагрузкам ( ПУЭ-7, 2003 г.; СНиП 2.01.07-85\* «Нагрузки и воздействия»).

В качестве нормативных рекомендуется принять:

1 Температура воздуха

а) абсолютная максимальная 38 °С

б) абсолютная минимальная минус 38 °С

в) среднегодовая 3,8 °С

г) средняя наиболее холодная пятидневка

обеспеченность 0,92 минус 26 °С

обеспеченность 0,98 минус 27 °С

д) среднюю наиболее холодных суток

обеспеченность 0,92 минус 28 °С

обеспеченность 0,98 минус 29 °С

е) зимняя вентиляционная минус 18,7 °С

ж) в 13 часов самого жаркого месяца 24,3 °С

з) обеспеченность 0,95 в теплый период года 23 °С

- и) обеспеченность 0,98 в теплый период года 24 °С
- к) при гололеде минус 5 °С
- л) средняя из ежегодных абсолютных минимумов минус 34,7 °С
- м) обеспеченность 0,94 в холодный период года минус 18 °С

## 2 Скорость ветра

а) возможная 1 раз в 25 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров 36 м/с

б) возможная 1 раз в 5 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров 28 м/с (IV р-н)

## 3 Стена стенки гололеда

а) повторяемостью 1 раз в 25 лет плотностью 0.9 г/см<sup>3</sup> на высоте 10 метров 25 мм (IV р-н)

б) превышаемую 1 раз в 5 лет на элементах круглого сечения диаметром 10 мм, расположенных на высоте 10 метров 15мм (IV р-н)

В районе размещения подстанции средняя годовая продолжительность гроз составляет от 10 до 20 часов.

## 2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

### 2.1 Выбор силовых трансформаторов

При выборе числа трансформаторов исходят из соображений надежности электроснабжения. Для потребителей второй категории устанавливают два трансформатора.

Мощности трансформаторов должно хватать на питание потребителей среднего и низкого напряжения, а также трансформаторы при параллельной работе должны иметь одинаковое напряжение, одинаковое  $U_k$ , и одинаковые схемы соединения обмоток. Поэтому устанавливаем на подстанции два трансформатора одного типа и мощности.

Мощность трансформатора определяем по формуле [1]:

$$S = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_{mp} \times k_3}, \quad (1)$$

где  $k_3$  - коэффициент загрузки, для двухтрансформаторной подстанции.

$$k_3 = 0,7.$$

$n_{mp}$  - количество трансформаторов на подстанции;

$P, Q$  – соответственно активная и реактивная мощности низкой и средней стороны, МВт, Мвар.

$$S = \frac{\sqrt{48^2 + 22^2}}{2 \cdot 0,7} = 37,9 \text{ МВА}$$

Выбираем 2 трансформатора ТДТН-40000/115/38,5/22

Параметры трансформатора сведены в таблицу 1.

Таблица 1 - Номинальные параметры трансформатора

Параметр	Единица измерения	Значение
$S_{НОМ}$	МВА	40
$U_{ВН}$	кВ	110
$U_{СН}$	кВ	35
$U_{НН}$	кВ	27,5
$\Delta P_{ХХ}$	кВт	30
$U_K$ ВН-СН	%	10,5
$U_K$ ВН-НН	%	17,5
$U_K$ СН-НН	%	6,5
$I_X$	%	1

Обозначение расшифровывается: трансформатор трёхфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трёхобмоточный, с системой регулирования напряжения под нагрузкой.

Тогда коэффициент загрузки будет равен

$$k_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{тр} \cdot n_{тр}} \quad (2)$$

где  $n_{тр} = 2$  в нормальном режиме;

$n_{тр} = 1$  в аварийном режиме.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в пределах

$$0.5 \leq K_{з,норм} \leq 0.75 ,$$

а в послеаварийном режиме не должен превышать технически допустимого значения

$$K_{з.ав} \leq 1,5$$

Рассчитываем коэффициенты по формуле:

$$k_{з.норм} = \frac{\sqrt{48^2 + 22^2}}{40 \cdot 2} = 0,66$$

$$k_{з.ав} = \frac{\sqrt{48^2 + 22^2}}{40} = 1,31$$

Значения соответствуют требованиям ПУЭ

## 2.2 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току

трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение  $\frac{x}{r}$  более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. -  $T_a$ . В нашем случае  $T_a$  будем определять приближенно.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;

- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени  $T_a$ , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;

- принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть  $I_{пт} = I_{п0}$ .

### 2.3 Расчет токов КЗ

Ниже даны основные указания по выбору режимов для расчета токов коротких замыканий.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;

не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;



не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;

считают, что трехфазная система является симметричной;

при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение  $x/r$  более трех.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым)[3].

Для расчета токов КЗ составляется схема замещения:

Расчет токов КЗ проводим в именованных единицах.(см рисунок 1)

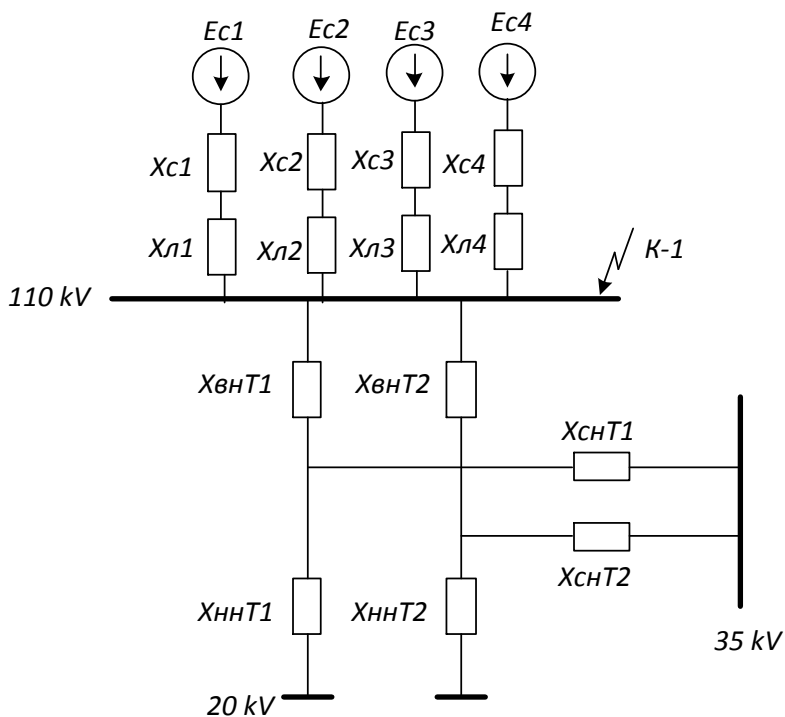


Рисунок 1 – Схема замещения

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформаторов:

- трансформатор номинальной мощностью  $S_{T, ном} = 40$  МВА:

$$U_{кв-с} = 10,5 \% ; U_{кв-н} = 17,5 \% ; U_{кс-н} = 6,5 \% ;$$

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны трансформатора находим по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений), %:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H}); \quad (3)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}); \quad (4)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}). \quad (5)$$

Сопrotивления трансформаторов определяются по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$X_{T.B} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.HOM}} \quad (6)$$

$$X_{T.C} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.HOM}} \quad (7)$$

$$X_{T.H} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.HOM}} \quad (8)$$

ЭДС системы принимаем как систему бесконечной мощности ( $E_c=1$ )

Сопrotивление системы можно определить по формуле:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_k} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot I_{кз}}, \quad (9)$$

где  $S_{\delta}$  – базисная мощность, МВА;

$I_{кз}$  - ток к.з. на шинах (на 2020 г.), кА.

Определим сопrotивления линий:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{ср}^2}, \quad (10)$$

где  $X_{уд}$  – удельное сопротивление линии, Ом/км;

$l$  – длина линии, км;

$U_{ср}$  – напряжение из среднего ряда, кВ.

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (11)$$

где  $E_{ЭКВ}$  – эквивалентная ЭДС ;

$X_{ЭКВ}$  – эквивалентное сопротивление.

Ударный ток короткого замыкания определим формуле [4]:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по}, \quad (12)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент;

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле [4]:

$$I_{по(n)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{по(n)}^{(3)} \quad (13)$$

Расчет токов КЗ приведён в приложение А, результаты расчётов токов КЗ представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{по}^{(3)} = I_{nb}$	$I_{по}^{(1)}$ , кА	$T_a$ , с	$K_y$	$i_y$ , кА
К1 (110) кВ	17,8	17,3	0,03	1,65	45,4

## 3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 3.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений, гибкие или жесткие шины. Оборудование выбирается по номинальному напряжению и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость.

### 3.2 Выбор КРУЭ

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

КРУЭ включает в себя основное технологическое оборудование подстанции, такое как: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными свойствами. Таким образом, КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. В частности, разработка КРУЭ трехфазного герметичного исполнения позволила конструировать более компактные и экономически выгодные подстанции [8].

АББ является одним из лидеров в области КРУЭ. Никто не обладает таким огромным практическим опытом, полученным в результате обширного использования оборудования КРУЭ во всех климатических зонах и

эксплуатационных условиях. Высокая надежность и небольшие затраты при эксплуатации и в обслуживании гарантируют надежную работу КРУЭ.

КРУЭ должны удовлетворять требованиям по стойкости сквозным токам короткого замыкания, выдерживать при включенном положении аппаратов главной цепи номинальный ток электродинамической стойкости, а также прохождение номинального тока термической стойкости в течение 3 с [9].

Для распределительного устройства 110 кВ выбираем модульное КРУЭ на 145 кВ с газовой изоляцией типа ELK-04 производства компании АББ.(см. рисунок 2)



Рисунок 2 – КРУЭ ELK - 04

Высокая надежность и небольшие затраты при эксплуатации и в обслуживании гарантируют надежную работу КРУЭ.

Применим схему «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (см. рисунок 3).

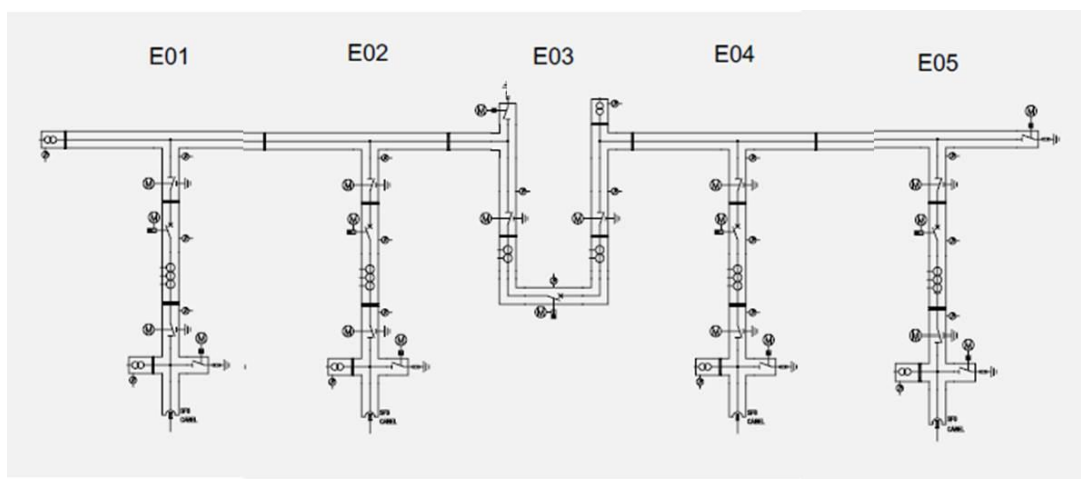


Рисунок 3 – Компоновка КРУЭ ELK-04 для схемы одна секционированная система шин

### 3.3 Выбор выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстросействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (14)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (15)$$

где  $I_{max}$  – максимальный ток, проходящий через выключатель.

$$I_{p.max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (16)$$

$$I_{p.max} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209 \text{ A}$$

При выборе выключателя его номинальные параметры сравниваются с параметрами сети в месте его установки. Выключатель выбирается по наиболее тяжелому режиму работы, который возможен в эксплуатации. Номинальное напряжение выключателя должно быть равно или больше номинального напряжения защищаемой сети. Номинальный длительный ток выключателя должен быть больше номинального тока установки. Номинальный ток отключения выключателя должен быть больше максимального расчетного тока короткого замыкания к моменту расхождения контактов. При определении необходимо рассмотреть все возможные варианты КЗ и выбрать наиболее тяжелый вероятный режим.

Для проверки выключателя на термическую стойкость нужно определить величину  $B_k$  теплового импульса КЗ, характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время  $t_{отк}$ .

При удаленном к.з.:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) \quad (17)$$

где  $t_{отк}$  - время отключения для данного выключателя, равное 3, с;

$Ta$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания из таблицы 6, с.

Таблица 3 - Средние значения отношения постоянной времени  $T_a$  для характерных ветвей, примыкающих к точке КЗ

Наименование ветви или место КЗ	$T_a, c$
КЗ за кабельной линией 6-10 кВ	0,01
КЗ за трансформатором мощностью 1000 кВ·А	0,02
КЗ на присоединении РУ повышенного напряжения подстанции	0,05
КЗ на присоединении вторичного напряжения подстанции	0,06

Для выключателя будет равен:

$$B_k = 17,8^2 \cdot (2,5 + 0,03) = 801,6 \text{ кА}^2 \cdot c$$

Выбор выключателей входящих в состав КРУЭ ELK-04-123-1250 представлен в таблице 4

Таблица 4 - Выбор выключателя ELK-04-123-1250

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб\max} = 1200 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб\max}$
$I_{откл} = 80 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 17,8 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 17,8 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$i_{дин} = 71,5 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 45,4 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\delta}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot c$	$B_k = 801,6 \text{ кА}^2 \cdot c$	$B_k = 801,6 \text{ кА}^2 \cdot c$

Выключатель, входящий в ячейку КРУЭ ELK-14, соответствует расчетным данным.



### 3.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей, заземлителей производится также, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность. Выбор разъединителя, входящего в состав КРУЭ ELK – 04 представлен в таблице 5.

Таблица 5 - Проверка разъединителя ELK ТК 123-80/1250

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
	Q1	
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб max} = 1200 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб max}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 801,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

### 3.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [6].

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки;
- по номинальному току

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

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

трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5 А или 1 А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности.

Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению, току первичной цепи и проверяется по току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при КЗ [1].

Для проверки ТТ по вторичной нагрузке можно сделать допущение, что т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать:

$$Z_2 = r_2.$$

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$r_{\text{пров.}} \leq Z_{2\text{доп}} - (\sum r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}), \quad (18)$$

где  $r_{\text{пров}}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$Z_{2\text{доп}} = r_{2\text{доп}}$  – допустимая вторичная нагрузка ТТ, Ом;

$r_{\text{приб}}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов (не должно быть выше 0,05).

$$r_{2\text{доп}} = \frac{S_{\text{номТТ}}}{I_{2н}^2}. \quad (19)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}. \quad (20)$$

Для определения  $S_{\text{приб}}$  составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ. Перечень измерительных приборов приводится в [3].

Приборы, подключаемые к ТТ линейной ячейки 110 кВ представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Приборы, подключаемые к ТТ линейной ячейки 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА9054/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	ЦП8506/20	0,5	-	0,5
Варметр	ЦЛ9260Е411011	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СЕ101	2,5		2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5		2,5
ИТОГО		7,5	1,5	7,5

По данным таблицы 8 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Отсюда общее сопротивление приборов и максимальное сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{1^2} = 7,5 \text{ Ом};$$

Допустимая вторичная нагрузка ТТ:

$$r_{2\text{дон}} = \frac{30}{1^2} = 30 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пров}} = 30 - (7,5 + 0,05) = 22,45 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение провода можно определить из соотношения:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}.$$

(21)

где  $l_{расч} = 80$  м – приблизительная расчётная длина соединительных проводов

для цепей РУ 110 кВ (таблица 11);

$\rho = 0,0175$  Ом·мм<sup>2</sup>/м – удельное сопротивление для меди;

Таблица 7 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_H$ , кВ	$l$ , м
110	80

$$S_{min} = \frac{0,0175 \cdot 80}{12,45} = 0,141 \text{ мм}^2$$

Согласно [8] (ПУЭ) по условию прочности, для медных жил сечение не должно быть меньше 2,5 мм<sup>2</sup>. Принимаем для монтажа медный провод сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Для трансформатора тока линейной ячейки  $B_k$  будет равен:

$$B_k = 17,8^2 \cdot (2,5 + 0,03) = 801,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 8 – Проверка ТТ линейной ячейки ELK-04 CN-115-800/5

Расчётные данные	Паспортные данные	Условия проверки
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 115$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{раб} = 375$ А	$I_{ном} = 800$ А	$I_{раб} < I_{ном}$
	Класс точности 0,5	
$i_{уд} = 45,4$ кА	$i_{дин} = 200$ кА	$i_{уд} < i_{дин}$
$B_k = 801,6$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Как показывают расчеты, ТТ устанавливаемые в линейной ячейки удовлетворяют условиям выбора и проверки.

Аналогично выбираем и проверяем трансформаторы тока для ячейки с секционным выключателем.

Приборы, подключаемые к ТТ ячейке секционного выключателя 110 кВ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Приборы, подключаемые к ТТ ячейке секционного выключателя 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА9054/10	1,5	1,5	1,5
ИТОГО		1,5	1,5	1,5

По данным таблицы 9 видно, что фазы загружены одинаковы. Отсюда общее сопротивление приборов и максимальное сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{1^2} = 1,5 \text{ Ом};$$

Допустимая вторичная нагрузка ТТ:

$$r_{2\text{дон}} = \frac{30}{1^2} = 30 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{пров}} = 20 - (1,5 + 0,05) = 28,45 \text{ Ом}.$$

$$S_{\text{min}} = \frac{0,0175 \cdot 80}{28,45} = 0,062 \text{ мм}^2$$

Принимаем для монтажа медный провод сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблица 10 – Проверка трансформатора тока ячейки с секционным выключателем ELK CM 14

Расчётные данные	Паспортные данные	Условия проверки
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 94 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{ном}$
	Класс точности 0,5	
$i_{уд} = 47,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 200 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{дин}$
$Bк = 801,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$Bк < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Как показывают расчеты ТТ устанавливаемые в ячейки с секционным выключателем удовлетворяют условиям выбора и проверки.

### 3.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном},$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности, В·А;

$S_{2\Sigma}$  - суммарная нагрузка всех измерительных приборов, подключенных к данному трансформатору напряжения, В·А.

Определим нагрузку приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин КРУЭ 110 кВ. Для этого определяем перечень измерительных приборов подключённых к ТН [3]. Данный перечень представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 110 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, В·А	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	1,25	1	3	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е4110 11	0,5	2	3	3
Ваттметр	ЦП8506/20	0,5	2	3	3
Частотомер	RDH1A	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	10
Счётчик активной энергии	СЕ101	2,5	2	4	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	2,5	2	2	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	1	3	9
Осциллограф					
Итого:					62,75

$$S_{2\Sigma} = 62,75, \text{ ВА}$$

Результаты выбора и проверки трансформатора напряжения ELK-04 РІЗ 123 приведены в таблице 12.(см. рисунок 4 )



Рисунок 4 – ТН ELK-04 ПІЗ 123

Таблица 12 – Результаты проверки ТН ELK-04 ПІЗ 123

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 115 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 62,75 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2н} = 400 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Как видно из таблицы 16 трансформатор ELK ПІЗ 123 устанавливаемый в ячейках соответствует условиям выбора и проверки ТН.

### 3.7 Выбор токопроводов

Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую устойчивость токам КЗ. Сечение шин выбирается по длительно допустимому току нагрузки.  $I_{доп} \geq I_{раб.мах}$ . По экономической плотности тока не выбираются сборные шины РУ, цепи резервного питания, цепи шиносоединительного и секционного выключателей.

В конструкции КРУЭ ELK-04 для соединения элегазового оборудования подстанции между собой используются элегазовые токопроводы. Линейные и угловые секции токопроводов выполнены в виде



алюминиевых оболочек, в которых с помощью изоляционных элементов установлена алюминиевая токоведущая шина. Секции имеют фланцевые соединения, при этом токоведущая система одной секции токопровода соединяется с токоведущей системой другой секции штепсельным разъемом.

Максимальный рабочий ток шины равен  $I_{\max} = 209 \text{ А}$ .

Токоведущие шины которыми комплектуется КРУЭ на 110 кВ с рабочим током 2000 А, имеет сечение  $q = 1785 \text{ мм}^2$ , и рассчитана на длительно допустимый ток равный  $I_{\text{доп.ном}} = 2820 \text{ А}$ .

С учетом поправочного коэффициента на температуру 0,94 уточним длительно допустимый ток:

$$I_{\text{доп}} = 2820 \cdot 0,94 = 2655 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} > I_{\max} = 209 \text{ А}$$

### **3.8 Выбор ограничителей перенапряжения**

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

Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

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

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{н.р.}$ , которое для сетей 220кВ определяется по формуле:

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

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

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52 /4, с.11. рис.2.1/.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

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

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

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-220/160

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

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

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе,  $U_{ост} = 184 \text{ кВ}$ ;

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

$T$  – время распространения волны;

$N$  – количество последовательных токовых импульсов.

Значение  $U$  можно рассчитать по формуле:

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

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

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

$l$  – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,765 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

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

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;

$c$  – скорость распространения волны.

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

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(661,765 - 263)}{470} \cdot 263 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 803,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

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

$$\mathcal{E}^* = \frac{803,3}{220} = 3,65 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПН–П1–110/77/10/ЗУХЛ1 удельной энергоемкостью 5,8 кДж/кВ

Таблица 13 – Проверка ОПН

Вид РУ	Характеристика ОПН	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Длительно допустимое напряжение, кВ
КРУЭ 110кВ	ОПН–П1–110/77/10/ЗУХЛ1	75,98	115,5

## 4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 4.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы и автотрансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы и автотрансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой.

В обмотках трансформаторов и автотрансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных повреждений, в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов и автотрансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

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

- 1) отключать трансформатор (автотрансформатор) от всех источников питания при его повреждении;
- 2) отключать трансформатор (автотрансформатор) от поврежденной части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором (автотрансформатором), а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;
- 3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу

подстанции (или электростанции) при перегрузке трансформатора (автотрансформатора), выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

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

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. Кроме того, в отдельных случаях на трансформаторах (автотрансформаторах) могут устанавливаться и другие виды защиты.

Защиту трансформатора будем выбирать на подстанции Возжаевка. В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними

элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

## **4.2 Дифференциальная защита**

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН. Ввиду ее сравнительной сложности, дифференциальная защита устанавливается в следующих случаях:

- на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;
- на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;
- на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах высшего напряжения, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 секунд.

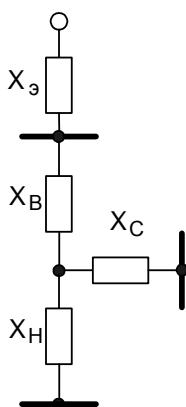


Рисунок 5 – Схема замещения трансформатора

Данные для расчёта:

Трансформатор:

ТДТН – 40000/110.



Рисунок 6 – Трансформатор ТДТН

$$U_{кBC} = 10,5 \text{ \%};$$

$$U_{кBH} = 17,5 \text{ \%};$$

$$U_{кCH} = 6,5 \text{ \%}.$$

Сопротивление системы:

$$X_{сист.} = \frac{U_{номBH}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}} \tag{28}$$

Для составления схемы замещения вычисляются сопротивления сторон трансформатора:

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (U_{кBC} + U_{кBH} - U_{кCH}), \tag{29}$$



$$U_{\kappa.B} = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 8) = 10\% ;$$

$$U_{\kappa.C} = 0,5 \cdot (U_{\kappa.BC} + U_{\kappa.CH} - U_{\kappa.BH}) , \quad (30)$$

$$U_{\kappa.C} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17) = 0\%$$

$$U_{\kappa.H} = 0,5 \cdot (U_{\kappa.BH} + U_{\kappa.CH} - U_{\kappa.BC}) ; \quad (31)$$

$$U_{\kappa.H} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%$$

$$X_{T.BH} = \frac{U_{\kappa.B}}{100} \cdot \frac{U_{\text{номBH}}^2}{S_T} , \quad (32)$$

$$X_{T.BH} = \frac{10}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 33,06 \text{ Ом};$$

$$X_{T.CH} = \frac{U_{\kappa.C}}{100} \cdot \frac{U_{\text{номCH}}^2}{S_T} \text{ Ом}, \quad (33)$$

$$X_{T.CH} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{38,5^2}{40} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{T.HH} = \frac{U_{\kappa.H}}{100} \cdot \frac{U_{\text{номHH}}^2}{S_T} , \quad (34)$$

$$X_{T.HH} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{22^2}{40} = 0,816 \text{ Ом}.$$

Сопротивление КЗ на сторонах СН и НН:

$$X_{\kappa.C} = X_{C2} + X_{T.B} ; \quad (35)$$

$$X_{\kappa.H} = X_{C2} + X_{T.B} + X_{T.H} . \quad (36)$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах среднего напряжения:

$$I_{K3.CH}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\kappa.C}} ; \quad (37)$$

$$I_{K3.CH}^{(3)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 45,26} = 1411,3 \text{ А}$$

$$I_{K3.CH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.CH}^{(3)} ; \quad (38)$$

$$I_{K3.CH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1411,3 = 1222,22 \text{ А} .$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах низкого напряжения:

$$I_{КЗ.НН}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{к.Н}}, \quad (39)$$

$$I_{КЗ.НН}^{(3)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 55,6} = 1138,14 \text{ А};$$

$$I_{КЗ.НН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.НН}^{(3)}, \quad (40)$$

$$I_{КЗ.НН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1138,14 = 985,658 \text{ А}.$$

Первичный ток трансформатора на ВН определяются по выражению:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} \quad (41)$$

Далее подбираем коэффициент трансформации ТТ. Ток во вторичной цепи трансформаторов тока:

$$n_{ТА.расч.} = \frac{I_{ном.ВН} \cdot k_{сх.}}{5}; \quad (42)$$

$$I_{втор.ВН} = \frac{k_{сх.Δ} \cdot I_{ном.ВН}}{k_{т.ВН}}; \quad (43)$$

Все результаты расчета приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр	Результаты		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора	200	615,84	1026,4
Схема соединения трансформатора тока	Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1

Расчётный коэффициент трансформации ТА	$\frac{346,41}{5}$	$\frac{1066,66}{5}$	$\frac{1026,4}{5}$
Коэффициент трансформации	$\frac{350}{5}$	$\frac{1100}{5}$	$\frac{1100}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты	4,949	4,848	

#### 4.2.1 Расчет минимального тока срабатывания ДТЗ

Минимальный ток срабатывания ДТЗ на горизонтальном участке характеристики  $I_{Д.О}$  при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ) и рассчитывается по выражению:

$$I_{Д.О} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (44)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и необходимый запас, и может быть принят из диапазона от 1,1 до 1,3;

$I_{НБ.РАСЧ}$  – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ), определяемый по выражению:

$I_{ТО.РАСЧ}$  – расчетное значение тока начала торможения, в качестве которого принимается принятое значение уставки (фирмой «ЭКРА» рекомендуется вне зависимости от принятого значения уставки принимать данное расчетное значение  $I_{ТО.РАСЧ}$  равным 1).

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{ТО.РАСЧ}, \quad (45)$$

где  $K_{ПЕР} = (1,5 \div 2,5)$  – коэффициент при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора односторонних трансформаторов тока (только

встроенных или только выносных);  $K_{\text{ПЕР}} = (2 \div 3)$  – при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора разнотипных трансформаторов тока;

$K_{\text{ОДН}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока; для трансформаторов значение  $K_{\text{ОДН}}$  следует всегда принимать равным 1;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р составляет 0,05 и 0,10 соответственно;

$\Delta U_{\text{РПН}}$  – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной 0,0178;

$\Delta f_{\text{ВЫР}}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята равной  $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02$ ;

$\Delta f_{\text{ПТТ}}$  – относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора или автотрансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны, если он выходит за пределы диапазона от 0,251 до 16,000 А.  $\Delta f_{\text{ПТТ}} = 0,05$ ;

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (0,5 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,0178 + 0,02 + 0,05) \cdot 1 = 0,188 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{Д.О}} \geq 1,2 \cdot 0,188 = 0,225 \text{ кА.}$$

#### 4.2.2 Расчет тока торможения блокировки ДТЗ

Ток торможения блокировки  $I_{\text{Т.БЛ}}$  определяется отстройкой от максимально возможного сквозного тока нагрузки Т (АТ). Наибольшее значение сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или

АПВ питающих линий. Ток торможения блокировки может быть принят равным:

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР} \cdot I_{НОМ} \quad (46)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$K_{ПРЕД.НАГР}$  – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, принимается из диапазона от 1,5 до 2,0;

$I_{НОМ}$  – относительный номинальный ток Т (АТ), определяемый по выражению:

$$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ.НАГР}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \quad (47)$$

где  $I_{НОМ.НАГР}$  – максимально возможный сквозной ток нагрузки Т (АТ);

$I_{БАЗ.СТОП}$  – базисный ток соответствующей стороны Т (АТ);

$K_{ТТ.СТОП}$  – коэффициент трансформации ТТ, соответствующей стороны;

$K_{СХ.ТТ.СТОП}$  – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны.  $K_{СХ} = \sqrt{3}$

Найдем максимально возможный сквозной ток нагрузки:

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (48)$$

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,817 \text{ А.}$$

Принимаем  $S_{Б.ВН} = 1000 \text{ кВА}$ ,  $U_{Б.ВН} = 115 \text{ кВ}$

Найдем базисный ток соответствующей стороны:

$$I_{БАЗ.СТОП} = \frac{S_{Б.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{Б.ВН}} \quad (49)$$

$$I_{БАЗ.СТОП} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{200,817}{5,02} \cdot \frac{\sqrt{3}}{30} = 2,31 \text{ А.} \quad (50)$$

Ток торможения блокировки:

$$I_{Т.БЛ} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 2,31 = 4,64 \text{ А.}$$

### 4.2.3 Коэффициент торможения ДТЗ

Коэффициент торможения определяет отстройку ДТЗ от внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока ( $I_{Д}$ ) к приращению тормозного тока ( $I_{Т}$ ). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДТЗ Т (АТ) в диапазоне значений тормозного тока от  $I_{Т.0}$  до  $I_{Т.БЛ}$ .

Значение коэффициента торможения:

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ} - I_{Д.0}}{I_T - I_{Т.0}} \quad (51)$$

где  $I_{НБ}$  – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому Т (АТ), ошиновке НН Т (АТ) сквозного тока и рассчитываемый по выражению:

$$I_{НБ} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{СКВ} \quad (52)$$

где  $I_{СКВ}$  – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, определяемый по выражению:

$$I_{СКВ} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{I_{БАЗ}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ}}{K_{ТТ}} \quad (53)$$

$$I_{СКВ} = \frac{4925}{5,02} \cdot \frac{1,735}{30} = 56,638 \text{ А.}$$

$$I_{НБ} = (2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 + 0,018 + 0,02 + 0,05) \cdot 56,638 = 50,166 \text{ А}$$

Расчетный тормозной ток, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{НБ}) \cdot \cos(15)} \quad (54)$$

$$I_T = \sqrt{56,638 \cdot (56,638 - 10,637) \cdot \cos(15)} = 50,166 \text{ А}$$

Значение коэффициента торможения получается:

$$K_T = \frac{1,2 \cdot 10,637 - 0,225}{50,166 - 1} = 0,255 \text{ А}$$

#### **4.2.4 Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике**

Для предотвращения ложной работы ДТЗ Т (АТ) при БТН в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ (когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока).

По опыту эксплуатации рекомендуется параметр срабатывания блокировки по второй гармонике  $K_{БЛ.2}$  для защит трансформаторов выбирать на уровне 0,10.

Принимаем  $K_{БЛ.2ГАР} = 0,1$ .

#### 4.2.5 Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки

Для исключения замедления работы ДТЗ Т (АТ) при больших токах внутреннего повреждения, обусловленного работой органа блокировки по второй гармонике вследствие значительного содержания второй гармоники дифференциального тока при насыщении ТТ, предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока. Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

- Отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора должна быть  $I_{отс} \geq 6,5$ ;
- Отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{КЗ}^* \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выб} + \Delta f_{птт}), \quad (55)$$

где  $K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 3,0.

$$I_{КЗ}^* = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{I_{БАЗ}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ}}{K_{ТТ}} \quad (56)$$

$$I_{КЗ}^* = \frac{4925}{5,02} \cdot \frac{1,735}{30} = 56,638 \text{ А.}$$

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 56,638 \cdot (3 \cdot 0,5 \cdot 0,1 + 0,018 + 0,02 + 0,05) = 20,2 \text{ А.}$$

#### 4.3 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предусматривается на выключателях всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора)

УРОВ НН действует на отключение выключателей со всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора). Обеспечивает отключение автотрансформатора выключателями смежных элементов в



случае отказа срабатывания выключателя ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором.

УРОВ ВН действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН. УРОВ СН действует как УРОВ НН, если питание со стороны СН не предусмотрено, в противном случае действует как УРОВ ВН, то есть на отключение выключателей системы шин со стороны СН.

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения. Прием сигналов срабатывания УРОВ ВН фиксируется при длительности сигнала не менее 0,003 с. Может осуществляться автоматическая проверка исправности выключателя, когда при пуске от УРОВ формируется сигнал на отключение «своего» или резервируемого выключателя.

#### **4.3.1 Выбор тока срабатывания УРОВ**

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

$$I_{\text{ср.уров.вн}} = 0,05 \cdot I_{\text{ном}} \quad (57)$$

где  $I_{\text{ном}}$  - номинальный ток присоединения.

$$I_{\text{ср.уров.вн}} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ А.}$$

#### **4.3.2 Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ**

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ каждого комплекта шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по

выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени. Кроме того, необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Величина выдержки времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$T_{CP} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ЗАП} \quad (58)$$

где  $t_{ОТКЛ.В}$  – наибольшее время отключения выключателя всех сторон. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него.  $t_{ОТКЛ.В}=0,08$ ;

$t_{ВОЗВ.УРОВ}$  – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от  $20 I_{НОМ}$  до нуля не более  $0,03$  с;  $t_{ВОЗВ.УРОВ}=0,03$ ;

$t_{ЗАП}$  – время запаса, принимаемое равным  $0,1$  с.

$$T_{CP} = 0,08 + 0,03 + 0,1 = 0,21 \text{ с.}$$

### 4.3.3 Выбор действия УРОВ на себя

Схема УРОВ каждого присоединения может быть выполнена с повторным действием на отключение «своего» выключателя при пуске УРОВ от защит присоединения, что позволяет исключить излишнее срабатывание УРОВ при нарушении целостности цепи отключения от защит присоединения и исправном состоянии выключателя.

Повторное действие на отключение выключателя производится через выдержку времени «Тсраб. УРОВ на себя» с контролем сигнала от реле тока УРОВ ВН.

В шкафах защиты ШЭ2607 041 эта выдержка времени обозначается «Т УРОВ на себя» и задается в секундах из диапазона от 0,01 до 0,60 с шагом 0,01. По умолчанию принимаем минимальное значение.

$$T_{\text{УРОВ.НА.СЕБЯ}}=0,1 \text{ с.}$$

#### **4.4 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора**

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) резервирует отключение замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН защищаемого трансформатора, а также резервирует основные защиты трансформатора. Используется при наличии питания с других сторон трансформатора. Подключается к ТТ со стороны ВН. Расчет параметров срабатывания рекомендуется вести в первичных величинах, приведенных к стороне ВН.

##### **4.4.1 Расчет параметра срабатывания ИО тока нулевой последовательности**

Первичный ток срабатывания ТЗНП выбирается исходя из условий:

- Отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне ВН, СН или НН защищаемого трансформатора, а также за трансформаторами и автотрансформаторами данной подстанции по выражению.

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{0.НБ.ВН}}, \quad (59)$$

где  $K_{\text{ОТС}}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,25;

$I_{\text{0.НБ}}$  – ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами и рассчитываемый по выражению:

$$I_{\text{0.НБ.ВН}} = K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН}} \quad (60)$$

где  $K_{\text{НБ}}$  – коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным 0,05

$I_{РАСЧ,УСТ,КЗ}$  – первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами;

$$I_{РАСЧ,УСТ,КЗ,ВН} = \frac{I_{КЗ,МЕ}}{K_{ТТ}} \quad (61)$$

$$I_{РАСЧ,УСТ,КЗ,ВН} = \frac{4925}{30} = 164,167 \text{ А.}$$

Подставим это в ток небаланса нулевой последовательности:

$$I_{0,НБ,ВН} = 0,05 \cdot 164,167 = 8,208 \text{ А.}$$

Теперь подсчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ,ВН} \geq 1,25 \cdot 8,208 = 10,26 \text{ А.}$$

Точно также подсчитаем это для СН.

Первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами:

$$I_{РАСЧ,УСТ,КЗ,СН} = \frac{I_{КЗ,МЕ}}{K_{ТТ}}$$

$$I_{РАСЧ,УСТ,КЗ,СН} = \frac{625}{100} = 6,23 \text{ А.}$$

Ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме:

$$I_{0,НБ,СН} = K_{НБ} \cdot I_{РАСЧ,УСТ,КЗ,СН}$$

$$I_{0,НБ,СН} = 0,05 \cdot 6,23 = 0,312 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ,СН} \geq K_{ОТС} \cdot I_{0,НБ,СН}$$

$$I_{СЗ,СН} \geq 1,25 \cdot 0,312 = 0,389$$

Точно также подсчитаем это для НН.

Первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами:

$$I_{РАСЧ,УСТ,КЗ,НН} = \frac{I_{КЗ,МЕ}}{K_{ТТ}}$$

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.НН} = \frac{413}{200} = 2,065 \text{ А.}$$

Ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме:

$$I_{0.НБ.НН} = K_{НБ} \cdot I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.НН}$$

$$I_{0.НБ.НН} = 0,05 \cdot 2,065 = 0,103 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.НН} \geq K_{ОТС} \cdot I_{0.НБ.НН}$$

$$I_{СЗ.СН} \geq 1,25 \cdot 0,103 = 0,129 \text{ А.}$$

Выдержка времени ТЗНП выбирается по условиям согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от замыканий на землю смежных элементов. Расчет может быть выполнен по выражению:

$$t_{СЗ} = t_{СЗ.СМ} + \Delta t \quad (62)$$

где  $t_{СЗ.СМ}$  – время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит, с которыми производится согласование;  $\Delta t$  – ступень селективности, учитывающая время действия выключателя линии или автотрансформатора (время от подачи сигнала на отключение до разрыва тока КЗ), время возврата защиты, результирующую погрешность органа выдержки времени защиты линии или автотрансформатора, с которой производится согласование, результирующую погрешность органа выдержки времени рассматриваемой защиты и время запаса; ступень селективности принимается равной 0,4 с.

Время срабатывания ТЗНП на ВН, СН, НН принимается одинаковое:

$$t_{ТЗНП} = 0,4$$

$$t_{ТЗНП.без \text{ АПВ}} = 0,8$$

$$t_{ТЗНП.Т2} = 1,2$$

## 4.5 Максимальная токовая защита

### 4.5.1 Расчет параметра срабатывания максимального ИО тока

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

$$I_{С.З} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС}, \quad (63)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

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

$K_B$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{РАБ.МАКС}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Найдем рабочий максимальный рабочий ток на ВН,СН,НН.

$$I_{РАБ.МАКС.ВН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} \quad (64)$$

$$I_{РАБ.МАКС.ВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,817 \text{ А.}$$

$$I_{РАБ.МАКС.СН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.СН}}$$

$$I_{РАБ.МАКС.СН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 615,6 \text{ А}$$

$$I_{РАБ.МАКС.НН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}}$$

$$I_{РАБ.МАКС.НН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 22,5} = 1026,4 \text{ А}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ на ВН, СН, НН:

$$I_{CP.MT3.BH} = \frac{K_{OTC} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.ВН} \quad (65)$$

$$I_{CP.MT3.BH} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 200,817 = 669,39 \text{ А}$$

$$I_{CP.MT3.CH} = \frac{K_{OTC} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.CH}$$

$$I_{CP.MT3.CH} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 615,6 = 2052 \text{ А}$$

$$I_{CP.MT3.HH} = \frac{K_{OTC} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.HH}$$

$$I_{CP.MT3.HH} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 1026,4 = 3421,33 \text{ А}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска для ВН, СН, НН:

$$I_{CP.MT3.BH} \geq \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.ВН} \quad (66)$$

$$I_{CP.MT3.BH} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 200,817 = 267,756 \text{ А.}$$

$$I_{CP.MT3.CH} \geq \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.CH}$$

$$I_{CP.MT3.CH} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 615,6 = 820,8 \text{ А.}$$

$$I_{CP.MT3.HH} \geq \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.HH}$$

$$I_{CP.MT3.HH} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 1026,4 = 1368,533 \text{ А.}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме,

обусловливающим наименьшее значение этого тока, по выражению для ВН, СН, НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{УСТ}}} \quad (67)$$

где  $I_{\text{КЗ.МИН}}$  – ток в месте установки защиты, приведенный к вторичным величинам, при расчетном виде КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в месте установки защиты;  
 $I_{\text{УСТ}}$  – принятое значение тока срабатывания ИО тока МТЗ.

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{\Gamma_{\text{СР.МТЗ.ВН}}}$$

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{895,1}{267,756} = 3,343$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{U_{\text{НОМ.СН}}}}{\Gamma_{\text{СР.МТЗ.СН}}} \quad (68)$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{895,1 \cdot \frac{115}{38,5}}{820,8} = 3,343$$

$$K_{\text{ч.НН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{U_{\text{НОМ.НН}}}}{\Gamma_{\text{СР.МТЗ.НН}}} \quad (69)$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{895,1 \cdot \frac{115}{22}}{1368,533} = 3,343$$

#### 4.5.2 Расчет параметра срабатывания минимального ИО напряжения

Первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

Обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ для ВН, СН, НН:



$$U_{C3} \leq \frac{U_{\text{МИН}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_B} \quad (70)$$

где  $U_{\text{МИН}}$  – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным (0,85 0,90)  $U_{\text{НОМ}}$ .

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение трансформатора с рассматриваемой стороны защищаемого трансформатора;

$K_{\text{ОТС}}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_B$  – коэффициент возврата реле минимального напряжения; принимается равным 1,1;

$$U_{C3.BH} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{НОМ.BH}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_B} \quad (71)$$

$$U_{C3.BH} = \frac{0,9 \cdot 115}{1,2 \cdot 1,1} = 78,409 \text{ кВ.}$$

$$U_{C3.CH} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{НОМ.CH}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_B} \quad (72)$$

$$U_{C3.CH} = \frac{0,9 \cdot 38,5}{1,2 \cdot 1,1} = 26,25 \text{ кВ.}$$

$$U_{C3.HH} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{НОМ.HH}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_B} \quad (73)$$

$$U_{C3.HH} = \frac{0,9 \cdot 22}{1,2 \cdot 1,1} = 15 \text{ кВ}$$

Отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{C3} \leq \frac{0,7 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ОТС}}} \quad (74)$$

Найдем напряжения самозапуска для ВН,СН,НН:

$$U_{C3.BH} = \frac{0,7 \cdot U_{\text{НОМ.BH}}}{K_{\text{ОТС}}}$$

$$U_{\text{сз.ВН}} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,083 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{сз.СН}} = \frac{0,7 \cdot U_{\text{НОМ.СН}}}{K_{\text{ОТС}}}$$

$$U_{\text{сз.СН}} = \frac{0,7 \cdot 38,5}{1,2} = 22,458 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{сз.НН}} = \frac{0,7 \cdot U_{\text{НОМ.НН}}}{K_{\text{ОТС}}}$$

$$U_{\text{сз.НН}} = \frac{0,7 \cdot 22}{1,2} = 12,833 \text{ кВ.}$$

где  $U_{\text{ЗАП}}$  – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным примерно  $0,7 U_{\text{НОМ}}$ ;

$K_{\text{ОТС}}$  – коэффициент отстройки, принимается из диапазона от 1,1 до 1,2.

Напряжение срабатывания принимается равным наименьшему значению из полученных.

Чувствительность минимального ИО напряжения проверяют по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{УСТ}}}{U_{\text{КЗ.МАКС}}} > 1,5, \quad (75)$$

где  $U_{\text{УСТ}}$  – принятое значение параметра срабатывания минимального ИО напряжения;

$U_{\text{КЗ,МАКС}}$  – значение междуфазного напряжения, приведенное к вторичным величинам, в месте установки ТН при металлическом КЗ между фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наибольшее значение этого напряжения.

Параметр срабатывания минимального ИО пуска по напряжению задается в вольтах вторичных величин из диапазона от 0,1 до 100,0 с шагом 0,1 В.

Проверим чувствительность для ВН, СН, НН:

$$K_{ч.ВН} = \frac{100}{U_{СЗ.ВН}}$$

$$K_{ч.ВН} = \frac{100}{67,083} = 1,5$$

$$K_{ч.СН} = \frac{100}{U_{СЗ.СН}}$$

$$K_{ч.СН} = \frac{100}{22,458} = 4,453$$

$$K_{ч.НН} = \frac{100}{U_{СЗ.НН}}$$

$$K_{ч.НН} = \frac{100}{12,83} = 7,794$$

## 4.6 Защита от перегрузки

### 4.6.1 Расчет параметра срабатывания ИО максимального тока

Первичный ток срабатывания ИО максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{ЗП.СТОП} = \frac{I_{НОМ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B} \quad (76)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки ЗП, который принимается 1,05;

$K_B$  – коэффициент возврата, который принимается 0,9;

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

$K_{ТТ,СТОП}$  – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны Т.

Найдем номинального тока обмотки защищаемого трансформатора от перегрузки на ВН, СН, НН:

$$I_{ЗП.СТОП.ВН} = \frac{I_{НОМ.СТОП.ВН}}{K_{ТТ.СТОП}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B}$$

$$I_{3П.СТОП.ВН} = \frac{200,817}{30} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 7,81$$

$$I_{3П.СТОП.СН} = \frac{I_{НОМ.СТОП.СН}}{K_{ТТ.СТОП}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B}$$

$$I_{3П.СТОП.СН} = \frac{615,6}{100} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 7,182$$

$$I_{3П.СТОП.НН} = \frac{I_{НОМ.СТОП.НН}}{K_{ТТ.СТОП}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B}$$

$$I_{3П.СТОП.НН} = \frac{1026,4}{200} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 5,98$$

#### 4.7 Газовая защита трансформатора

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора[8].

**Первая ступень ГЗ** срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

**Вторая ступень ГЗ** срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

## 5 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

### 5.1 Общее положение

Защита от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на ячеяковых порталах и отдельностоящих молниеотводов

Защита автотрансформаторов 220 кВ, трансформаторов 110 кВ и остального оборудования 220 кВ, 110кВ от коммутационных перенапряжений осуществляется ограничителями напряжений (ОПН). Место установки выбирается согласно ПУЭ седьмого издания.

Заземляющее устройство запроектировано по нормам, предъявленным к напряжению прикосновения.

Заземляющее устройство подстанции выполняется в виде контура из стальных полос сечением 50x5 мм с вертикальными электродами диаметром 18 мм , длиной 5мм. Кроме этого, предусматривается глубинных заземлений.

В зданиях магистрали заземления прокладываются по стенам. Все металлические токоведущие части электрооборудования, устанавливаемого внутри зданий, которые могут оказываться под напряжением, а так же стальные трубы водопровода и газового пожаротушения должны быть присоединены к контуру заземления зданий, подключенному к общему контуру заземления подстанции не менее чем в 4-х точках. Для устройства релейной защиты и автоматики, содержащих интегральные схемы и устанавливаемых внутри зданий, предусматривается защитное и рабочее заземление.

В помещении КРУЭ по поверхности перекрытия выполняется сетка из полосы с шагов ячейки не более 5x5 м, которые присоединяются к шине по периметру не менее чем в 12 точках. Сетка соединяется с закладными металлоконструкциями, оборудование КРУЭ и высокочастотной (ВЧ) сеткой. В качестве ВЧ сетки применяется арматура железобетонной конструкции пола. ВЧ сетка присоединяется к металлоконструкциям здания равномерно

по периметру не менее чем в 10 точках и к закладным для установки оборудования КРУЭ. В кабельном этаже контур заземления прокладывается по периметру помещения. Все металлические конструкции подлежащие заземлению, присоединяются к периметральному контуру.

На расстояние 1 м от стены здания прокладывается замкнутый заземлитель, связанный с общим ЗУ ПС. Периметральный заземлитель связан с системой уравнивания потенциалов внутри здания.

Наружная ограда к заземляющему устройству не присоединяется, а заземляется с помощью вертикальных электродов диаметром 18 мм. длиной 3 м.

Для заземления машин, на подъезде к зданию противопожарных сооружений и пожарных гидрантов к горизонтальным заземлителям привариваются стальные стрежни диаметром 18 мм и длиной 1 м. Заземления пожарных головок выполняется стальной полосой 50x5 мм, приваренной к общему контуру заземления под станцией.

## 5.2 Расчёт заземлителя

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

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (77)$$

$$S = 132,5 \cdot 121 = 16032,5 \text{ м}^2$$

Заземляющее устройство подстанции выполняется в виде контура из стальных полос сечением 50x5 мм с вертикальными электродами  $d=18$  мм, длиной 5мм. Кроме этого, предусматривается установка 3 глубинных заземлителей диаметром 150 мм, длиной 15м.

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (78)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 9^2 = 260.47 \text{ мм}^2;$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (79)$$

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

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

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

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (80)$$

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

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

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (18 + 0,102) = 5.8 \text{ мм}^2$$

Сечение проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\text{min}} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (81)$$



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

Если выполняется условие:

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

$$F_{M.П.} = 260.47 \geq F_{\min} = 259,34 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 18 \text{ мм}.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{П-П} = 9$  м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \tag{82}$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 16032.5}{9} = 3563 \text{ м};$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \tag{83}$$

$$m = \frac{3563}{2 \cdot \sqrt{16032.5}} - 1 = 13,07$$

Принимаем:  $m = 13$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 10 \text{ м}; \tag{84}$$

При этом должно соблюдаться условие:

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

$$1,25 \leq 9,556 \leq 40$$

Величина  $a$  удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (85)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{16032.5} \cdot (13 + 1) = 3545 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:  $l_B = 15 \text{ м}$  - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

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

$$a = 8 \cdot 15 = 120 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (86)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{16032.5}}{120} = 3.22$$

Принимаю:  $n_B = 3$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (87)$$

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

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

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

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю:  $h_3 = 0,7 \text{ м}$ .

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (88)$$

где  $\rho_1, \rho_2$  - удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

$k$  - коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left( 1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (89)$$

$$k = 0,43 \cdot \left( h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (90)$$

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

по формуле:

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

Теперь определяем:

$$\rho_3 = 30 \cdot \left( \frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление  $R$  рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{16032,5}} + \frac{1}{3545 + 3 \cdot 15} \right) = 0,109 \text{ Ом}$$

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

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{15}{\sqrt{16032,5}} = 0,118;$$

Принимаем:  $A_{\min} = 0,4$ .

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (91)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{16032,5}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,27;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \quad (92)$$

$$R_u = R \cdot a_u = 0,07 \cdot 2,27 = 0,16$$

Условие  $R_u < 0,5$  выполняется.

В зданиях магистрали заземления прокладываются по стенам. Все металлические токоведущие части электрооборудования, устанавливаемого внутри зданий, которые могут оказаться под напряжением, а также стальные трубы водопровода и газового пожаротушения должны быть присоединены к контуру заземления зданий, подключенному к общему контуру заземления подстанции не менее чем в четырех точках.

На расстоянии 1 метр от стены здания прокладывается замкнутый заземлитель, связанный с общим ЗУ ПС.

### **5.3 Расчёт молниезащиты**

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны

защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

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

Нормируется два вида зон:

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

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

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

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

На КРУЭ 220 кВ произведен расчет для зоны защиты типа- А- с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 500$  кВ [9].

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H = 31,75 \text{ м,}$$

При  $H \leq 150$  м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H \text{ м.} \quad (93)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 31,75 = 26,9 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (94)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 32,9 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11,35 \text{ м. – на уровне шинного портала;}$$

$$h_x = 17 \text{ м. – на уровне линейного портала.}$$

Расстояние между молниеотводами приведено в таблице:

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

$$r_{C0} = r_0 = 32,9 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при  $2 \cdot H < L \leq 4 \cdot H$ :

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot H)}{H} \right)$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \quad (95)$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX}^{nm} = r_{C0} \cdot \left( \frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) \quad (96)$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (97)$$

Расчет молниезащиты приведен в приложение А, результаты расчета приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Результат расчета молниезащиты.

<i>Молниеотводы</i>	<i>L, м</i>	<i>гсх на уровне 1-го защищаемого объекта, м</i>	<i>гсх на уровне 2-го защищаемого объекта, м</i>	<i>гсх на уровне земли, м</i>
1-2	69	20,3	21,8	32,9
1-3	60	21,92	23,03	32,9
1-4	51	23,53	24,29	32,9
3-4	60	21,92	23,03	32,9
4-5	69	20,3	21,77	32,9
4-6	48	24,07	24,71	32,9
5-6	84	17,61	19,67	32,9

#### 5.4 Анализ грозоупорности

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

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

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

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

Определяем критический ток перекрытия изоляции:



$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} \quad (98)$$

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

$z$  – Волновое сопротивление ошиновки, Ом.

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

$$P_{пр} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (99)$$

Ток обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$I_{ОП} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{гирл}}{R_u} \quad (100)$$

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

$R_u$  – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

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

$$P_{пр} = e^{-0.04 \cdot I_{оп}} \quad (101)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{ПИ} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{пр} \cdot p_{\alpha} \cdot P_{пр} + \eta_{оп} \cdot P_{оп}) \quad (102)$$

где  $p_0$  – плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup> поверхности;

$A$  – Длина территории подстанции, м;

$B$  – Ширина территории подстанции, м;

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

$P_{\alpha}$  – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы;

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

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

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

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (103)$$

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

$$N_{нв} = N \cdot N_{гроз\_ч} \cdot l_{он\_зона} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_{э}) \cdot (P_{\alpha} \cdot \Psi_{np} + \delta_{он} \cdot P_{он} \cdot \Psi_{он}) \quad (104)$$

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

$N_{гроз\_ч}$  – Число грозовых часов;

$l_{он\_зона}$  – Длина опасной зоны, км;

$n_{вл}$  – Количество отходящих линий;

$k_{э}$  – Коэффициент взаимного перекрытия линии внегородской черты (пресека);

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

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

$\delta_{он}$  – Доля грозовых ударов в опору

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС:

$$T_{нв} = \frac{1}{N_{нв}} \quad (105)$$

Расчет грозоупорности приведен в приложение В.

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,000792 раза.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозových разрядов в КРУЭ равна 1262 лет.

Число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на подстанцию за год равно 0,001737 раза.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции равна 577,7 лет

## 6 НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

### 6.1 Общие положения

Надежность электроэнергетических систем – комплексное понятие, зависящее от многих факторов, в том числе от размещения генерирующих блоков, установленной мощности, межсистемных перетоков, числа блоков в системе и вероятности их выхода. Задача определения показателей надежности ЭЭС при конкретных исходных данных включает в себя в общем случае: расчетную схему ЭЭС, состав работающего, ремонтируемого и резервного оборудования; показатели надежности элементов расчетной схемы; значения нагрузки потребителей в расчетной схеме.

Важным элементом энергосистемы является - подстанция, от надежности работы, которой зависит функционирование самой системы и объектов, являющихся потребителями электроэнергии. Вопросы надежности – это технико-экономическая проблема, решение которой позволит с помощью рационального использования затрат целенаправленно изменить большинство факторов, влияющих на надежность.

Проблема надежности подстанции и ее элементов связана с вопросами определения и оптимизации показателей надежности подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением электропотребления усложняется структура подстанции, увеличивается ее мощность, повышается уровень автоматизации.

Процессы функционирования электроустановок на современных подстанциях характеризуются стационарными и переменными режимами, особенно при ступенчатом градиенте нагрузки.

Большинство задач по организации процессов функционирования системы сводится к качественной оценке вероятностных показателей в стационарном режиме с использованием различных методов расчета.

В своем проекте произвожу расчет вероятности безотказной работы подстанции «Артём» относительно мощности, передаваемой автотрансформаторами, в нормальном и ремонтном режиме. В ремонтном режиме производится ремонт одного автотрансформатора. Для оценки надежности подстанции необходимо:

- составить схему замещения для подстанции;
- показатели надежности каждого элемента схемы;
- выбрать модель представления выключателя;
- определить показатели надежности схемы с учетом возможного дефицита электроэнергии;
- учесть вероятность отказа и безотказной работы средств РЗ и А;

## 6.2 Определение показателей надежности элементов схемы

Вероятность отказа работы элемента определяется по формуле:

$$g = \frac{\omega \cdot t_B}{T_G}, \quad (106)$$

где  $\omega$  – средний параметр потока отказа элемента, 1/год;

$t_B$  – среднее время восстановления элемента, ч.;

$T_G$  – время года, ч.;

Параметры показателей надежности взяты из справочника и сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Показатели надежности элементов.

Элемент	$\omega$ , 1/год	$T_B$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_p$ , ч	$a_{оп}/a_k$
ТС 110 кВ	0,025	60	1	30	–
Выключатели 110 кВ	0,0012	20	0,14	30	0,011/0,009
Разъединители 110 кВ	0,01	7	0,166	13	–
Шины 110 кВ	0,013	5	0,166	3	–
ВЛ 110 кВ (на 100 км)	0,5	14,3	2,8	17	–

Вероятность отказа и параметра потокоотказа основных защит:

- газовой -  $q_r=0,00525$ ;  $W=0,003087$ ;
- дифференциальной -  $q_{дзт}=0,0044$ ;  $W=0,0102$ ;

- ДЗШ -  $q_{\text{ДЗШ}}=0,0096$ ;  $W=0,02636$ ;
- УРОВ –  $q_{\text{УРОВ}} = 0,00078$ ;  $W=0,02134$ ;
- АВР –  $q_{\text{АВР}}=0,001$ .

Вероятность безотказной работы элемента определяется по формуле:

$$p = 1 - g \quad (107)$$

Вероятность отказа и вероятность безотказной работы элементов свожу в таблицу 16.

Таблица 16 – Вероятности работы элементов

№ элемента	$g$	$P$
1,4	$7,2 \cdot 10^{-4}$	0,999282
2,5	$5,8 \cdot 10^{-4}$	0,999418
3,6	$1,6 \cdot 10^{-4}$	0,99837
7-10	$2,74 \cdot 10^{-4}$	0,999997
11-15	$2,74 \cdot 10^{-4}$	0,999997
16,17	$2,97 \cdot 10^{-4}$	0,99997
19,20	$1,712 \cdot 10^{-4}$	0,999828

Составление схемы замещения.

Каждый элемент однолинейной электрической схемы вводится собственным элементом показателя вероятности отказа. Вероятность отказа выключателя вводится моделью отказа выключателя, где учитываются смежные элементы и их РЗиА, а также оперативные переключения выключателя. Схема замещения составляется нормального и аварийного режимов.

Для начала необходимо изобразить исходную схему замещения (рис.7).

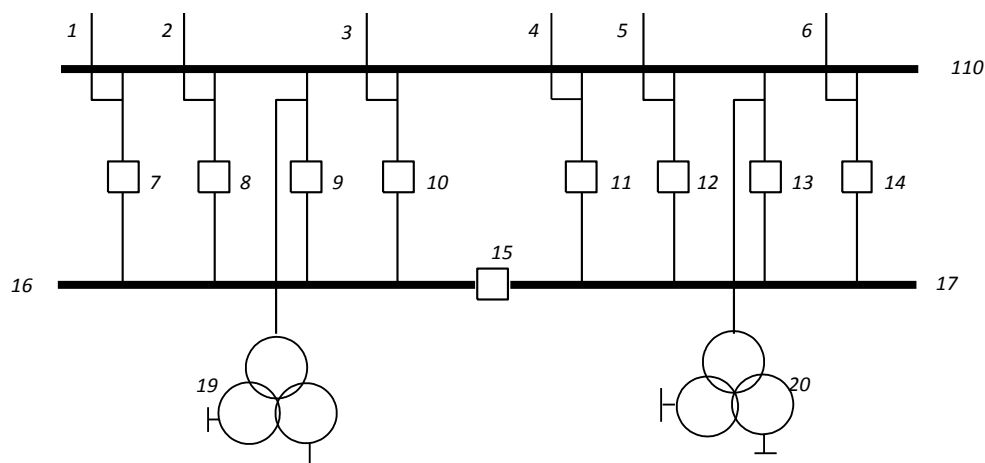


Рисунок 7 – Исходная схема замещения

Расчет модели отказа выключателя:

Вероятность отказа выключателя определяется по математической модели вероятности отказа с учетом смежных элементов и их РЗиА по формуле:

$$g = g_{CT_B} + a_{кз} (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (\sum g_{PЗ}) \cdot (\sum g_{см}) + a_{он} \cdot N_{он}, \quad (108)$$

где  $g_{CT_B} = g_B + 2 \cdot g_P$  – статическая вероятность отказа выключателя;

$a$  – коэффициент, учитывающий отсутствие или наличие АПВ; если АПВ есть, то  $a = 1$ , если АПВ нет  $a = 0$ ;

$a_{кз}$  – параметр отказа выключателя при отключении КЗ;

$a_{он}$  – относительная частота отказов выключателя;

$N_{он}$  – количество оперативных переключений за год, определяется по формуле:

$$N_{он} = 2 \cdot \mu_{pi} + \sum \mu_{p.см} + \mu_{p.выкл}, \quad (109)$$

где  $\mu_p$  – частота капитальных ремонтов;

$\mu_{см}$  – частота капитальных ремонтов смежных элементов;

$\mu_{р.выкл}$  – частота капитальных ремонтов выключателя.

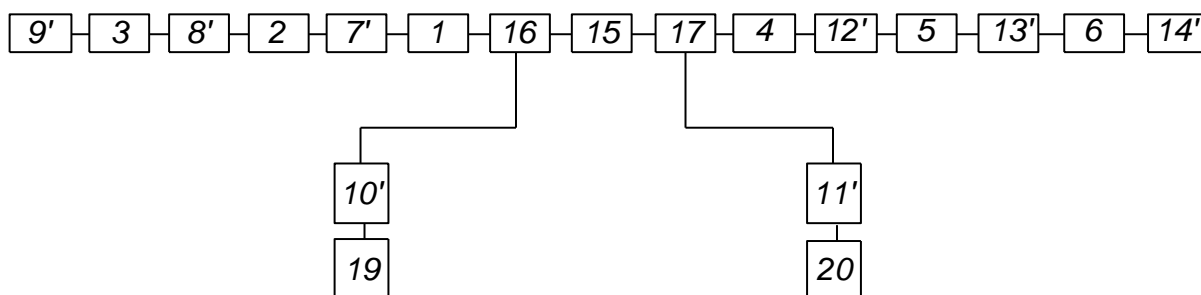
$$N_{он9,13} = 2 \cdot 0,166 + 1 + 0,166 + 0,14 = 1,9 \quad (110)$$

Полученное значение округляем в большую сторону до целого числа, то есть принимаем  $N_{он6,7} = 2$ . Рассчитанные значения  $N_{он}$  заносу в таблицу 17

Таблица 17 – Количество оперативных переключений

№ модели отказа выключателя в схеме	$N_{он}$	$g'$
1	2	3
9	2	0.00803
13	2	0.00803
7	4	0.006
8	4	0.006
10	4	0.006
11	4	0.006
12	4	0.006
14	4	0.006
15	1	0.00402

Теперь необходимо начертить схему замещения, соответствующую рассчитанным моделям отказа выключателей.





### Рисунок 8 – Схема замещения моделей выключателей

Произведя математические операции, такие как сложение последовательных элементов и перемножение параллельных можно вычислить вероятность отказа подстанции:

$$g_c = (g_9 + g_3 + g_8 + g_2 + g_7 + g_1 + g_{16} + g_{10} + g_{19}) \times (g_{14} + g_6 + g_{13} + g_5 + g_{12} + g_4 + g_{17} + g_{11} + g_{20}) = 3,4 \cdot 10^{-7} \quad (111)$$

Вероятность безотказной работы подстанции будет определяться как

$$p_c = 1 - g_c = 1 - 3,4 \cdot 10^{-7} = 0,99999 \quad (112)$$

Определение вероятности отказа системы с учетом АВР:

Вероятность системы с учетом АВР определяется по полной формуле вероятности:

$$g_c(t) = g(S/A_1A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + g(S/\bar{A}_1A_2) \cdot g(\bar{A}_1) \cdot p(A_2) + g(S/A_1\bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot g(\bar{A}_2) + g(S/\bar{A}_1\bar{A}_2) \cdot g(\bar{A}_1) \cdot g(\bar{A}_2), \quad (113)$$

где  $g(S/A_1A_2)$  – условие вероятности отказа системы при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и включения резерва;

$p(A_1)$  – вероятность отсутствия отказов срабатывания при автоматическом отключении повреждения;

$p(A_2)$  – вероятность отсутствия отказов при повреждении выключателя.

Пересчет веду для выключателя 110 кВ с учетом его АВР, принимая во внимание, что количество отходящих линий с шин равно 4:

$$g_{c220} = 3,4 \times 10^{-7} \cdot 0,999 \cdot 0,999981 + 0,25 \cdot 0,001 \cdot 0,999981 + 0,25 \cdot 0,999943 \cdot 0,0000187 + 0,25 \cdot 0,001 \cdot 0,0000187 = 5,3 \times 10^{-6}; \quad (114)$$

Отсюда  $p_{c220} = 1 - 0,0000053 = 0,9999947$ ;

Определение вероятности отказа системы с учетом УРОВ.

Пересчет веда для выключателя 110 кВ с учетом его УРОВ:

$$g_{c110} = 5,3 \times 10^{-6} \cdot 0,99922 \cdot 0,9904 + 0,5 \cdot 0,00078 \cdot 0,9904 + 0,5 \cdot 0,99922 \cdot 0,0096 + 0,5 \cdot 0,00078 \cdot 0,0096 = 0,00008; \quad (115)$$

Отсюда  $p_{c220} = 1 - 0,00008 = 0,99992$ .

Определение среднего параметра потокоотказа системы с учетом преднамеренных отключений:

Средний параметр потокоотказа модели выключателя определяется по формуле:

$$\omega = \omega_{CT_B} + a_{кз} (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (\sum \omega_{P3}) \cdot (\sum \omega_{см.}) + a_{он} \cdot N_{он}, \quad (116)$$

где  $\omega_{CT_B}$  – статический параметр потокоотказа выключателя;

$a_{кз}$  – параметр отказа выключателя при отключении КЗ;

$a_{он}$  – относительная частота отказов выключателя;

$N_{он}$  – количество оперативных переключений за год.

Эквивалентный параметр потокоотказа при параллельном сложении определяется по формуле:

$$\omega_c = \omega_I \cdot g_{II} + \omega_{II} \cdot g_I + \omega_I^* \cdot g_{IIPI} + \omega_{II}^* \cdot g_{IPI} = 0,027 \quad (117)$$

где  $g_{IP} = \frac{\mu \cdot t_B}{T_\Gamma}$  – преднамеренный параметр вероятности отказа;

Таблица 18 – Количество оперативных переключений и параметр потокоотказа

№ модели отказа выключателя в схеме	$N_{on}$	$\omega'$
1	2	3
9	2	0,029
13	2	0,029
7	4	0,037
8	4	0,037
10	4	0,037
11	4	0,037
12	4	0,037
14	4	0,037
15	1	0,025

$$\omega_1^* = \omega_{cI} - \omega_{IP.HB.I}, \quad (118)$$

$$\omega_{II}^* = \omega_{cII} - \omega_{IP.HB.II}, \quad (119)$$

где  $\omega_{IP.HB.} = \mu_{i.max}$ ;

Расчёт времени работы системы:

Среднее время восстановления системы определяется по формуле:

$$t_{BC} = \frac{g_c}{\omega_c} \cdot T_\Gamma = \frac{0,00008}{0,027} \cdot 8760 = 25 \text{ (часа);} \quad (120)$$

Среднее время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_C = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,027} = 37 \text{ (лет);} \quad (121)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_p = 0.105 \cdot T_c = 0.105 \cdot 37 = 3,8 \text{ (лет)}; \quad (122)$$

Выбор в ремонта автотрансформатора.

Для определения вероятности отказа системы сворачиваю схему до одного элемента, в итоге :

$$g_c = [(g'_9 + g_3 + g'_8 + g_2 + g'_7 + g_1) \times \\ \times (g'_{14} + g_6 + g'_{13} + g_5 + g'_{12} + g_4 + g_{17} + g_{15})] + g_{16} + g'_{10} + g_{19} = 3 \times 10^{-4}$$

$$\text{Отсюда } p_c = 1 - g_c = 1 - 3 \times 10^{-4} = 0,9997;$$

Эквивалентный параметр потокоотказа при параллельном сложении определяется по формуле:

$$\omega_c = \omega_1 \cdot g_{II} + \omega_{II} \cdot g_I + \omega_1^* \cdot g_{II} + \omega_{II}^* \cdot g_{II} = 0,056 \quad (123)$$

где  $g_{II} = \frac{\mu \cdot t_B}{T_\Gamma}$  – преднамеренный параметр вероятности отказа;

$$\omega_1^* = \omega_{cI} - \omega_{II.HB.I}, \quad (124)$$

$$\omega_{II}^* = \omega_{cII} - \omega_{II.HB.II}, \quad (125)$$

где  $\omega_{II.HB.} = \mu_{i.max}$ ;

Среднее время восстановления системы определяется по формуле:

$$t_{BC} = \frac{g_c}{\omega_c} \cdot 8760 = \frac{3 \times 10^{-4}}{0,056} \cdot 8760 = 47 \text{ (часа);} \quad (126)$$

Среднее время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,056} = 18 \text{ (лет);} \quad (127)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяется по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot T_c = 0,105 \cdot 18 = 2 \text{ (лет)}$$

## 7 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

Герметизация КРУЭ обеспечивает высокую степень безопасности для операторов и другого персонала вследствие того, что невозможно случайно прикоснуться к какой-либо части коммутационной аппаратуры,

находящейся под напряжением, т.е. без использования инструментов или чрезмерного усилия. Также предусмотрена защита от проникновения животных или актов вандализма. Последствия внутренней дуги обычно локализируются внутри оболочки за счет быстрого срабатывания защиты. Даже в наихудших условиях это ограничивается срабатыванием устройства сброса давления или сквозным прогаром после определенного времени. Никакая часть КРУЭ не взрывается и поврежденная зона ограничивается газовым отсеком.

### 7.1 Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1т. и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник.

На подстанции «Артём» установлено два трансформатора наружной установки марки ТДТН-40000/115/38,5/22. Параметры автотрансформатора этой марки представлены в таблице 19 [2].

Таблица 19 – Параметры трансформатора ТДТН-40000/115/38,5/22

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТДТН-	40	83	19,75	6240	6170	5140

40000/115/38,5/22						
-------------------	--	--	--	--	--	--

Габариты маслоприемника для трансформатора марки ТДТН-40000/115/38,5/22 при массе масла от 10 до 50 т должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м.

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

Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор, и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин .

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- 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.

В пределах бортовых ограждений маслоприёмника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) осуществляется замена гравия.

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

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного трансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов. Трансформаторы мощностью 40 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС «Артём» по паспортным данным имеют полную массу 83 т. Масса масла в трансформаторе составляет 19,75 т, а его объем вычисляется по выражению :

$$V = \frac{m}{\rho_m} \quad (128)$$

где  $\rho_m$  - плотность трансформаторного масла.

$$V = \frac{19,75}{0,895} = 22,067 \text{ м}^3;$$

Для трансформатора ТДТН-40000/115/38,5/22 принимаем прямоугольный заглубленный маслосборник емкостью 23 м<sup>3</sup> с установкой



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

Зная объем, который занимает масло и площадь, отводимая под маслоприемник можно определить высоту забора маслоприемника.

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B', \quad (129)$$

где  $L' = L + \Delta$  м - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 10,2$  м - длина трансформатора;

$\Delta = 1,5$  м - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т ;

$B' = B + \Delta$  м - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 5,1$  м - ширина трансформатора.

$$L' = 6,17 + (2 \cdot 1,5) = 9,17$$

$$B' = 5,14 + (2 \cdot 1,5) = 8,14$$

$$S = 9,17 \cdot 8,14 = 74,88 \text{ м}^2$$

Отсюда высота маслоприемника равна:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 \text{ м}, \quad (130)$$

$$h = \frac{22.067}{74.88} + 0,25 = 0,54$$

где  $h_1 = 0,25 \text{ м}$  - толщина гравийной засыпки.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка

фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло 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 осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

## **7.2 Пожарная безопасность**

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение

воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды

предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Пожарная техника, предназначенная для защиты подстанции, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

К автомобилям, используемым при пожаротушении,

- относятся пожарные автоцистерны,
- насосно-рукавные автомобили,
- автомобили пенного и порошкового тушения и т.п.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение

которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропях обхода территории ПС. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева [4].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР был выбор основного оборудования электрической части подстанции на напряжение 110 кВ. Рассчитаны все необходимые данные для выбора и проверки оборудования на ПС, т.е. токи КЗ. В части безопасности и экологичности были описаны методы защиты

окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом. Рассмотрены вопросы проектирования заземления и молниезащиты.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1      Беляков Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.



2 Костенко М. В. и др. Заземления в сетях высокого напряжения и средства защиты от перенапряжений. Учебное пособие. – Л.: ЛПИ, 2003.

3 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М: Энергоатомиздат, 2012.

4 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, 2001.

5 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических станций от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009.

6 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2007.

7 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2002.

8 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебное пособие / В. А. Андреев. – М. : Высшая школа, 2006. - 642 с.