

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ГПП-1 110/10 кВ ОАО
«АВТОВАЗ»

Студент(ка)

Н.С. Соболев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В выпускной бакалаврской работе произведена реконструкция электрической части главной понизительной подстанции 110/10 кВ предприятия ООО «АвтоВаз». Пояснительная записка включает в себя следующие разделы: введение и заключение;

1. Описание объекта;
2. Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции;
3. Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов;
4. Выбор электрической схемы подстанции;
5. Расчет токов короткого замыкания;
6. Выбор электрических аппаратов;
7. Выбор конструктивных решений по понизительной подстанции;
8. Релейная защита;
9. Выбор оперативного тока;
10. Собственные нужды подстанции;
11. Системы измерений на подстанции;
12. Расчет заземления подстанции;
13. Молниезащита ГПП.

Выпускная работа состоит из пояснительной записки объемом 63 листа, 9 таблиц, 4 рисунков, 7 приложений и 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1. Описание объекта.....	5
2. Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции	6
3. Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	8
4. Выбор электрической схемы подстанции	16
5. Расчет токов короткого замыкания	17
6. Выбор электрических аппаратов	26
7. Выбор конструктивных решений по понизительной подстанции	31
8. Релейная защита	40
9. Выбор оперативного тока.....	52
10. Собственные нужды подстанции	53
11. Системы измерений на подстанции	54
12. Расчет заземления подстанции	55
13. Молниезащита ГПП.....	60
Заключение	61
Список использованных источников	62
Приложение А.....	64
Приложение Б.....	65
Приложение В.....	66
Приложение Г.....	67
Приложение Д.....	68
Приложение Е.....	69
Приложение Ж.....	70

Введение

Эффективная производительность Волжского Автомобильного завода невозможна без качественного и бесперебойного электроснабжения.

Большая часть кабельных линий и трансформаторных подстанций отработали свой нормативный срок службы, а также устарели и физически полностью изношены.

Цель выпускной бакалаврской работы достичь надежной, эффективной, экологически чистой, удобной в эксплуатации главной понизительной подстанции ГПП с помощью реконструкции электрической части.

При проектировании подстанции обеспечивается надежность и качество электроэнергии, внедрение передовых технологий, соблюдаются требования экологической безопасности и охраны окружающей среды, безопасные условия труда персонала и передовые методы эксплуатации.

Для достижения данных целей поставлены следующие задачи:

- расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции;
- произвести выбор типа трансформаторов, выбрать количество и мощность силовых трансформаторов;
- рассчитать токи короткого замыкания, на основе которого произвести выбор электрических аппаратов и проводников;
- произвести выбор основных конструктивных решений по понизительной подстанции;
- произвести выбор оперативного тока подстанции;
- произвести расчет собственных нужд подстанции и выбрать трансформаторы собственных нужд;
- произвести расчет защитного заземления и грозовой защиты главной понизительной подстанции.

1 Описание объекта

1.1 Анализ существующей схемы подстанции

Оборудование подстанции является физически и морально устаревшим и подлежит замене на современные, более надежные в своей работе и удобные в эксплуатации аппараты.

Подстанция ГПП-1 состоит из силовых трансформаторов и закрытого распределительного устройства (ЗРУ) 10 кВ.

Питание подстанции осуществляется по кабельным линиям 110 кВ, марки МССВ-110 сечением 150 мм², от ТЭЦ. Данный тип кабеля устарел как морально, так и физически. В ОРУ ТЭЦ так же установлено всё коммутационное оборудование 110 кВ.

На подстанции установлено три силовых трансформатора марки ТРДЦНК-63000/110/10/10. Данные трансформаторы подверглись достаточному физическому износу за время их работы.

В закрытом распределительном устройстве (ЗРУ) 10 кВ к установке приняты шкафы КР-10 в комплект которых входят:

- масляные выключатели марки ВМ-10;
- трансформаторы тока марок ТПЛ-10К и ТЗЛМ;
- трансформаторы напряжения ЗНОЛТ-10;
- электромеханические реле (РТ, РП, РВ и т.д.);
- электромагнитные измерительные приборы и индукционные счётчики.

2 Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции

На каждой ступени напряжения проектируемой подстанции заданы нагрузки потребителей в виде максимальных значений активной мощности P , которые соответствуют 100% максимальной ступени годовых графиков по продолжительности. Значения мощностей для других ступеней нагрузки по графикам определяются пропорционально в виде $P(t)$.

По годовым графикам по продолжительности для заданных потребителей высчитываются значения потребляемой электроэнергии, как для отдельных потребителей:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in},$$

где P_{in} - мощность потребителя на определенной ступени;

t_{in} - время потребления данной мощности на определенной ступени.

Найдем значение для секций шин 1,3,5:

$$W_{C.ш.1,3,5} = \sum P_i \cdot t_i = 68,902 \cdot 1000 + 55,122 \cdot 550 + 55,122 \cdot 450 + 55,122 \cdot 550 + 55,122 \cdot 2050 + 55,122 \cdot 400 + 41,341 \cdot 100 + 41,341 \cdot 900 + 27,561 \cdot 750 + 24,561 \cdot 250 + 20,6701 \cdot 1760 = 394672,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Найдем значения для секций шин 2,4,6:

$$W_{C.ш.2,4,6} = \sum P_i \cdot t_i = 70,751 \cdot 1000 + 70,751 \cdot 550 + 63,676 \cdot 450 + 56,601 \cdot 550 + 42,45 \cdot 2050 + 42,45 \cdot 400 + 42,45 \cdot 100 + 26,885 \cdot 900 + 26,885 \cdot 750 + 21,225 \cdot 250 + 21,225 \cdot 1760 = 364720,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Найдем значения для подстанции в целом:

$$W_{ПС} = W_{C.ш.1,3,5} + W_{C.ш.2,4,6} = 394672,8 + 364720,4 = 759393,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Далее определяется значение продолжительности наибольший годовой нагрузки подстанции:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{ПС}} = \frac{759393,2}{139,65} = 5437,71 \text{ ч.}$$

Определяем коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5437,71}{8760} = 0,621.$$

Определяем значение полной мощности потребителей на ГПП:

$$S_{ПС} = \frac{P_{ПС}}{\cos \varphi_{ПС}} = \frac{139653,1782}{0,92} = 151,7969328 \text{ МВА.}$$

Суммарный график нагрузки представлен на рисунке 1

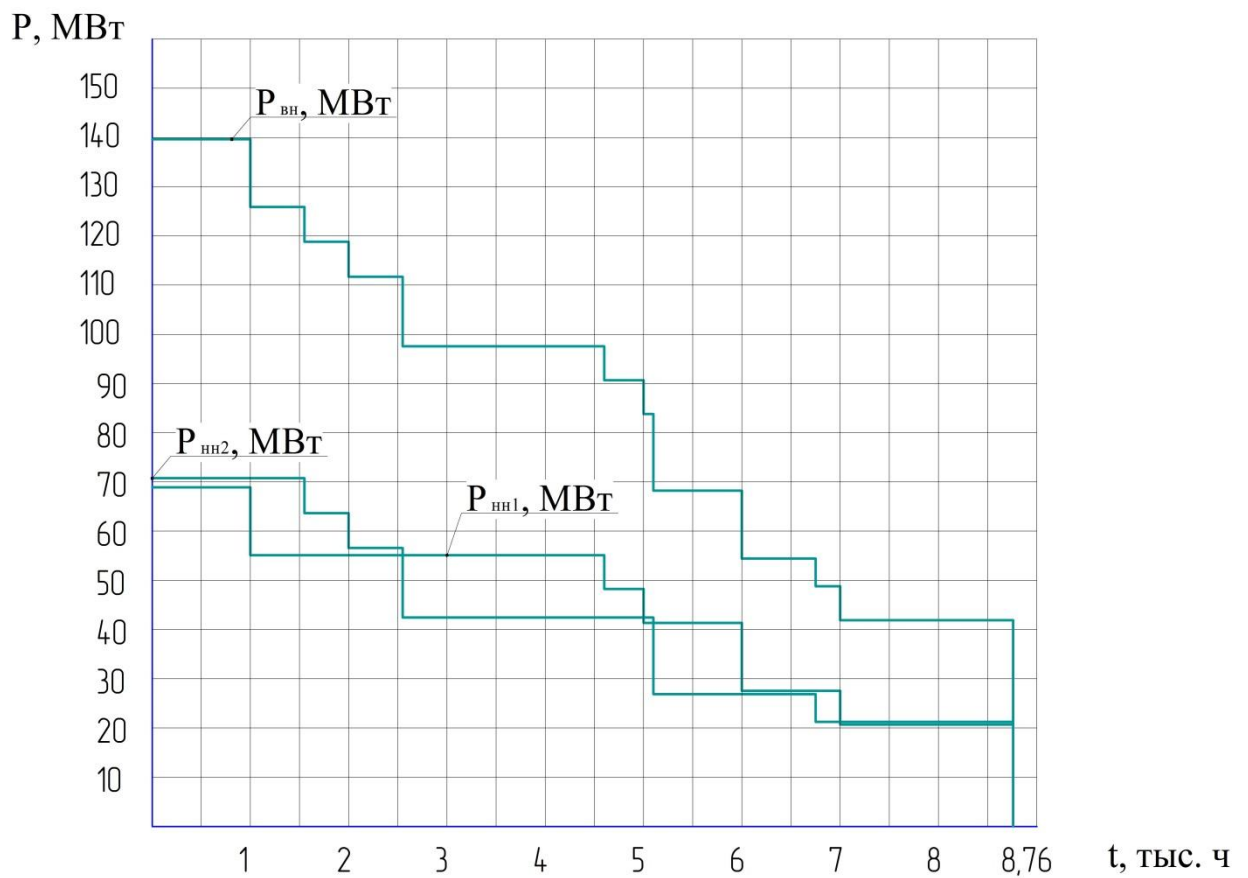


Рисунок 1 – Суммарный график нагрузок

3 Выбор числа, и мощности силовых трансформаторов

3.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

С учетом категории потребителей для обеспечения надежности питания определяется число трансформаторов на ПС с выполнением приближенного расчета номинальной мощности выбираемых трансформаторов.

В данном варианте рассматриваем работу на одной подстанции, на которой имеются потребители первой категории надежности с классом напряжения 10 кВ. На подстанции установлено 3 трансформатора с расщепленной обмоткой. Будем сравнивать два варианта : на подстанции три трансформатора и на подстанции два трансформатора.

Выбираем мощность трансформатора с учётом допустимой перегрузки в аварийном режиме , для этого используем следующую формулу:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{maxПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n - 1)},$$

где K_{1-2} - коэффициент участия в нагрузке потребителей первой и второй категории (0,75...0,85);

$K_{пер}$ - коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора.

$$S_{ном.Т} \geq \frac{151,7969328 \cdot 0,75}{1,4 \cdot (2 - 1)} \geq 40659,89 \text{ МВА}$$

В случае с двумя трансформаторами на подстанции :

$$S_{ном.Т} \geq \frac{151,7969328 \cdot 0,75}{1,4 \cdot (2 - 1)} \geq 81319,78 \text{ МВА}.$$

Исходя из этого выбираем трансформаторы типа ТРДЦН 63000/110/10/10 или ТРДЦН 1250000/110/10/10.

В таблице 1 приведены характеристики двух двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой, которые выбраны по данному условию.

Таблица 1 – Характеристики проверяемых трансформаторов

Модель трансформатора	$S_{ном.}$, кВА	$U_{ном.}$, кВТ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		U к.з., %	I х.х., %
		ВН	НН		х.х	к.з.		
ТРДЦН- 63000/110	63000	115	10,5-10,5	Y _н /D-D-11-11	69	245	10,5	0,65
ТРДЦН-125000/110	125000	115	10,5-10,5	Y _н /D-D-11-11	100	400	12,5	0,55

3.2 Техничко-экономический выбор трансформатора

3.2.1 Расчет трансформатора ТРДЦН 63000/110/10/10

Проанализируем вариант №1 ПС с силовыми трансформаторами типа ТРДЦН- 63000/110/10/10.Каталожные данные которого представлены в таблице 1.

Рассчитаю потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}(\%)}{100} \cdot S_{ном} = \frac{0,65}{100} \cdot 63000 = 409 \text{ (квар)},$$

Найдем приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора используя формулу:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 69 + 0,05 \cdot 409 = 89,45 \text{ (кВт)},$$

где ΔP_x - потери холостого хода трансформатора, кВт;

κ_{un} - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей и от источника питания, принимаем равный 0,05 кВт/квар.

Коэффициенты загрузки трансформатора высшего и низших напряжений:

$$\kappa_{з.н} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}};$$

$$\kappa_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{151,797}{3 \cdot 63} = 0,803;$$

$$\kappa_{з.н1} = \frac{S_{н1}}{S_{ном.Т}} = \frac{74,894}{3 \cdot 63} = 0,396;$$

$$\kappa_{з.н2} = \frac{S_{н2}}{S_{ном.Т}} = \frac{76,903}{3 \cdot 63} = 0,407.$$

где $S_B, S_{н1}, S_{н2}$ - расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений.

Найдём напряжения короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$U_{кВ} = 0,125 \cdot U_{кВ-Н} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125;$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{кВ-Н} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375.$$

Найдем реактивные потери обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания:

$$Q_{к.п} = \frac{U_{к.п}}{100} \cdot S_{ном};$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 63000 = 826,875 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ квар}.$$

Найдем приведенные потери обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания:

$$P'_{к.п} = P_{к.п} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.п};$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 826,875 = 41,34375 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 490 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1068,8125 \text{ кВт},$$

где $P_{к.н} = P_{к.в} = 0 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0 \cdot 245 = 0 \text{ кВт}$;

$$P_{к.н} = P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем потери мощности трансформатора :

$$P'_T = P'_x + \kappa_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + \kappa_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + \kappa_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2} = 89,45 + 0,803^2 \cdot 41,34375 + 0,396^2 \cdot 1068,8125 + 0,41^2 \cdot 1068,8125 = 463,383104 \text{ кВт}.$$

Для двухобмоточных трёхфазных трансформаторов с расщепленной обмоткой потери электроэнергии - $\Delta W_{ин}$ определяется из сумм потерь при коротком замыкании и при холостом ходе на всех обмотках и ступенях графика нагрузки.

$$\Delta W_{nc} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot \kappa_{к.в}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н1} \cdot \kappa_{к.н1}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н2} \cdot \kappa_{к.н2}^2 \cdot T_i \right)$$

Результаты расчётов потерь электроэнергии приведены в приложении А.

Найдем экономическую нагрузку трансформаторов для подстанции:

$$S_{э.нс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_к}} = 63000 \cdot \sqrt{3 \cdot (3-1) \cdot \frac{89,45}{41,34375 + 2 \cdot 1068,8125}} = 29,178 \text{ МВА}.$$

Затем определяем экономическую целесообразность выбора трансформатора.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{441}{5122,1} + 0,18 = 0,2660 \text{ (руб./кВт·ч)},$$

где $\alpha = 441$ - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности;

$\beta = 0,18$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый, кВт·ч.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах

$$I_э = \Delta W_{nc} \cdot C_э = 6404236,4 \cdot 0,2660 = 1703526,88 \text{ (руб)}$$

где $I_э$ - стоимость годовых потерь трансформатора.

Определим экономическую целесообразность трансформаторов используя метод приведённых затрат:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + p_{сум} \cdot K + I_э,$$

где $E_n = 0,1$ - нормативный коэффициент дисконтирования;

K - капитальные затраты на оборудование подстанции (учитываем только стоимость трансформаторов) для ТРДЦН-63000/110/10/10 $K = 28$ млн. руб,

$p_{сум} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

$$Z_{np} = 3 \cdot (0,1 \cdot 28 \cdot 10^6 + 0,094 \cdot 28 \cdot 10^6) + 1703526,88 = 17999526,0 \text{ руб.}$$

3.2.2 Расчёт ТРДЦН – 125000/110/10/10

Проанализируем вариант №2 подстанции с силовыми трансформаторами типа ТРДЦН-125000/110/10/10. Каталожные данные которого представлены в таблице 1.

Рассчитаю потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx} (\%)}{100} \cdot S_{ном} = \frac{0,55}{100} \cdot 125000 = 687,5 (\text{квар}),$$

Найдем приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора используя формулу :

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 100 + 0,05 \cdot 687,5 = 134,3 \text{ (кВт)},$$

где ΔP_x - потери холостого хода трансформатора, кВт;

κ_{un} - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей и от источника питания, принимаем равный 0,05 кВт/квар.

Коэффициенты загрузки трансформатора высшего и низших напряжений:

$$\kappa_{з.н} = \frac{S_B}{S_{ном.Г}};$$

$$\kappa_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{151,797}{2 \cdot 125} = 0,607;$$

$$\kappa_{з.н1} = \frac{S_{н1}}{S_{ном.Т}} = \frac{74,894}{2 \cdot 125} = 0,3;$$

$$\kappa_{з.н2} = \frac{S_{н2}}{S_{ном.Т}} = \frac{76,903}{2 \cdot 125} = 0,307.$$

где $S_B, S_{н1}, S_{н2}$ - расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений.

Найдём напряжения короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$U_{кВ} = 0,125 \cdot U_{кВ-Н} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125;$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{кВ-Н} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375.$$

Найдем реактивные потери обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания:

$$Q_{к.л} = \frac{U_{к.л}}{100} \cdot S_{ном};$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 125000 = 1640,600 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 125000 = 22532,25 \text{ квар}.$$

Найдем приведенные потери обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания:

$$P'_{к.л} = P_{к.л} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.л};$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 1640,600 = 82,01 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 800 + 0,05 \cdot 22532,25 = 1926,6125 \text{ кВт},$$

где $P_{к.п} = P_{к.б} = 0 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0 \cdot 245 = 0$ кВт ;

$$P_{к.п} = P_{к.п1} = P_{к.п2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 400 = 800 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем приведенные потери мощности трансформатора :

$$P'_T = P'_x + \kappa_{3.б}^2 \cdot P'_{к.б} + \kappa_{3.п1}^2 \cdot P'_{к.п1} + \kappa_{3.п2}^2 \cdot P'_{к.п2} = 134,3 + 0,607^2 \cdot 82,01 + 0,3^2 \cdot 1926,6125 + 0,307^2 \cdot 1926,6125 = 519,3 \text{ кВт.}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{э.пс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_к}} = 125000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{134,3}{82,01 + 2 \cdot 1926,6125}} = 32,486 \text{ МВА.}$$

Найдем потери электроэнергии на подстанции:

$$\Delta W_{пс} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.б} \cdot \kappa_{к.б}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.п1} \cdot \kappa_{к.п1}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.п2} \cdot \kappa_{к.п2}^2 \cdot T_i \right)$$

Результаты расчётов потерь электроэнергии приведены в приложении Б.

Затем определяем экономическую целесообразность выбора трансформатора.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{441}{5122,1} + 0,18 = 0,2660 \text{ (руб./кВт·ч)},$$

где $\alpha=441$ - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности;

$\beta=0,18$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый, кВт·ч.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_э = \Delta W_{пс} \cdot C_э = 5399687,01 \cdot 0,2660 = 4017367,14 \text{ (руб)}$$

где $I_э$ - стоимость годовых потерь трансформатора.

Определим экономическую целесообразность трансформаторов используя метод приведённых затрат:

$$З_{пр} = E_n \cdot K + p_{сум} \cdot K + I_э,$$

где $E_n = 0,1$ - нормативный коэффициент дисконтирования;

K - капитальные затраты на оборудование ПС (учитываем только лишь стоимость трансформаторов) для ТРДЦН-125000/110/10/10 $K = 42$ млн. руб;

$p_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

$$Z_{\text{пр}} = 2 \cdot (0,1 \cdot 42 \cdot 10^6 + 0,094 \cdot 42 \cdot 10^6) + 4017367,14 = 20313367,1 \text{ руб.}$$

Из приведённых затрат видно, что выгоднее использовать трансформатор ТРДЦН-63000/110/10/10.

4 Выбор электрической схемы подстанции

Главные решения по электрическим схемам для разработки подстанции основаны на критериях надежности, ремонтпригодности, безопасной эксплуатации и перспективного развития.

При проектировании электрической части ПС важно правильно разработать главную схему, от которой зависит состав конструктивных элементов и взаимосвязи между ними.

Главная схема электрических соединений ПС зависит от следующих факторов: тип подстанции, количество и номинальная мощность силовых понижающих трансформаторов, категории потребителей электроэнергии по надежности электроснабжения, уровни напряжения, число питающих электрических линий и отходящих присоединений, величина токов к.з., энергоэффективность и надёжность во время эксплуатации, безопасность технического персонала при обслуживании электротехнического оборудования.

На высокой стороне подстанции ОРУ отсутствует, всё коммутационное оборудование установлено на электростанции «ТЭЦ ВАЗа», на стороне низкого напряжения установлено шесть секций сборных шин. Данная схема представлена в приложении В.

5 Расчет токов короткого замыкания

Потребность расчёта токов короткого замыкания (К.З.) вызвана необходимостью правильного выбора и корректной проверки электрических устройств и проводников тока, проектирования и точной настройки оборудования для релейной защиты и автоматики, проектирования защитного заземления и т.д.

В этом пункте будет рассмотрен расчет токов 1-фазного и 3-фазного короткого замыкания для напряжения питания более 1 кВ.

5.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Расчет токов трехфазного к.з. выполняется в следующем порядке:

- составляется расчетная схема рассматриваемой электроустановки. Намечаются расчетные точки к.з. Такая схема приведена на рисунке 2;

- на основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения, все сопротивления на ней нумеруются. Такая схема приведена на рисунке 3.

- рассчитываются значения величин электрических сопротивлений для каждого элемента схемы замещения (как в относительных единицах, так и в именованных), для определения значений номинальных параметров используются каталоги электрооборудования, средние значения коэффициентов удельных сопротивлений для линий электрических передачи $X_{уд}$. Расчет сопротивлений ведется в относительных единицах относительно базисной ступени 110 кВ. Расчетные формулы для определения сопротивлений в относительных единицах приведены в таблице 2;

- за счет последовательного преобразования относительно расчетной точки короткого замыкания, схема замещения преобразуется в более простой вид, когда каждый источник (группа источников) питания, которые характеризуются заданными величинами эквивалентной ЭДС и ударного

коэффициента, будут связаны единым суммарным сопротивлением с точкой короткого замыкания;

- рассчитывается первоначальная действующая величина для периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{n,o}$, а затем ударный ток i_{y0} , периодическую и аperiodическую составляющие тока к.з. для данного момента времени.

Составим расчетную схему для вычисления тока короткого замыкания, и наметим точки короткого замыкания.

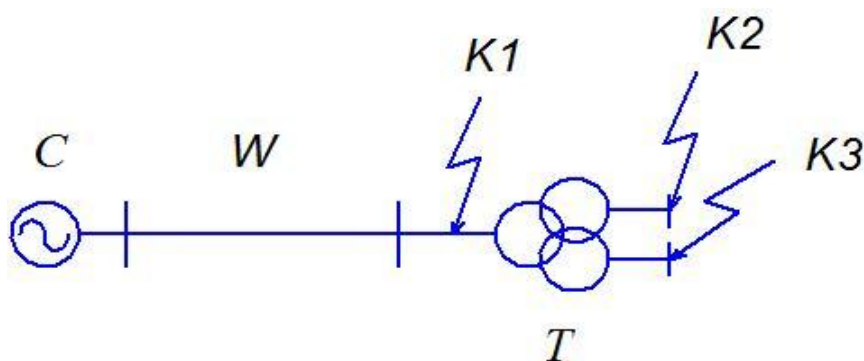


Рисунок 2 – Расчетная схема

На основании расчетной схемы составим схему замещения с обозначением сопротивлением входящих в нее элементов.

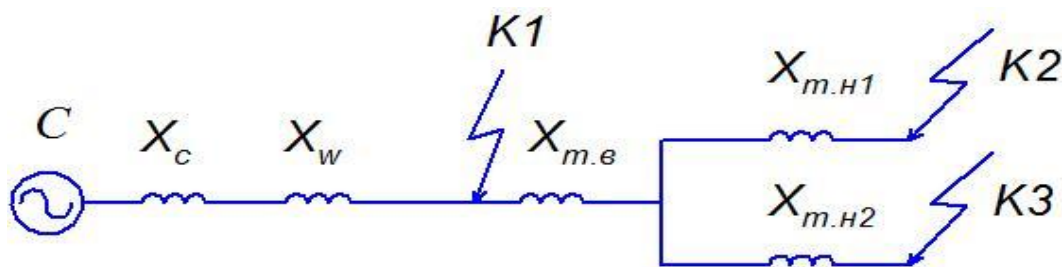


Рисунок 3 – Схема замещения

По стандартным формулам рассчитаем в относительных единицах приведенные к базисной мощности значения сопротивлений элементов.

Таблица 2 – Расчетные формулы для определения сопротивлений

Наименование элемента	Исходный параметр	Относительные единицы, о.е.
Система	S_k , МВА.	$x_C = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{4640} = 0,215517$.
Трансформатор	U_k , % ; $S_{ном}$, МВА.	$x_{Т.В} = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,20833$; $x_{Т.Н1} = x_{Т.Н2} = \frac{U_{кН}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,916$;
Линия электропередачи	$x_{уд}$, Ом/км; l , км.	$x_l = x_{уд} l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,147 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,022228$.

где $S_{\sigma} = 1000$ МВА - базисная мощность;

S_k – мощность КЗ системы определяемая заданием;

U_{σ} – базисное напряжение, кВ;

l – длина линии, км;

$x_{уд}$ -удельное (погонное) реактивное сопротивление кабельной линии на км длины.

При проектировании подстанции были заменены имеющиеся маслонаполненные кабели, на кабели с изоляцией и сшитого полиэтилена (СПЭ).

Найдём $x_{уд}$ для выбранного типа кабелей:

$$x_{y0} = \left(f \cdot \mu_0 \cdot \left(\ln \left(\frac{D_{CP}}{r} \right) + \frac{1}{4} \right) \right) \cdot 10^3;$$

$$x_{y0} = \left(50 \cdot 12,566 \cdot 10^{-7} \cdot \left(\ln \left(\frac{0,062}{0,007674} \right) + \frac{1}{4} \right) \right) \cdot 10^3 = 0,147 \text{ Ом},$$

где f - частоты питающей сети, Гц;

μ_0 - магнитная постоянная;

D_{CP} - среднее геометрическое расстояние между жилами фаз, м;

r - радиус жилы кабеля, м.

Определим начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.

$$I_{n,o} = \frac{E_{*0}''}{x_{*рез(0)}} \cdot I_0 \text{ кА},$$

где $I_0 = \frac{S_0}{\sqrt{3} \cdot U_0}$ - базисный ток, кА;

S_0 - базисная мощность, МВА;

E_{*0}'' - сверхпереходная ЭДС, о.е.;

$x_{*рез(0)}$ - результирующее сопротивление до точки к.з., о.е.

Максимальное значение аperiodической составляющей тока к.з. определяется по формуле :

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a},$$

где $\tau = t_{p,3} + t_{c,0}$ - расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи при к.з. дугогасительными контактами выключателями;

$t_{c,0}$ - собственное время отключения выбранного выключателя, с ($t_{c,0} = 0,03$);

$t_{p,3}$ - время срабатывания релейной защиты, принимаемое равным 0,01с;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з.

Ударный ток к.з. определяем по формуле :

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \cdot k_{y\delta} ,$$

где $k_{y\delta}$ - ударный коэффициент.

Таблица 3 – Расчетные формулы для определения сопротивлений

Наименование элемента	Исходный параметр	Относительные единицы, о.е.
Трансформатор	$S_{ном},$ МВА.	$R_{TB} = \frac{x_{TB}}{\left(\frac{X}{R}\right)_T} = \frac{0,208333}{27} = 0,007716 ;$ $R_{TH1} = R_{TH2} = \frac{x_{TH}}{\left(\frac{X}{R}\right)_T} = \frac{2,916667}{27} = 0,108025 ;$
Линия электропередачи	$R_{y\delta},$ Ом/км; $l,$ км.	$R_l = R_{y\delta} l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,102 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,019055 .$

где $\left(\frac{X}{R}\right)_T$ - это отношения реактивного сопротивления к активному силового трансформатора ТРДЦН-63000/110/10/10;

$R_{y\delta}$ - удельное (погонное) активное сопротивление линии на км длины.

Найдём постоянную времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания в точке К1.

$$T_{a.k1} = \frac{x_c + x_l}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_l} = \frac{0,215517 + 0,022228}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,01545} = 0,048982 \text{ с.}$$

Найдём постоянную времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания в точках К2 и К3.

$$T_{a.к2} = T_{a.к2} = \frac{x_c + x_l + x_{T.B} + x_{T.H}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_l + R_{T.B} + R_{T.H}};$$

$$T_{a.к2} = T_{a.к2} = \frac{0,215517 + 0,022228 + 0,208333 + 2,916667}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (0,01545 + 0,007716 + 0,108025)} = 0,08159083 \text{ с.}$$

Найдём ударный коэффициент тока короткого замыкания в точке К1

$$k_{yд.к1} = 1 + e^{-\tau/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,04898} = 1,815 .$$

Найдём ударный коэффициент тока короткого замыкания в точках К2 и К3.

$$k_{yд.к2} = k_{yд.к3} = 1 + e^{-\tau/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,0816} = 1,885 .$$

По значения T_a и $k_{yд}$, занесём в таблицу 4 для характерных точек электросети .

Таблица 4 – Расчётные значения T_a и $k_{yд}$ для характерных точек к.з.

Точка КЗ	T_a	$k_{yд}$
К1	0,048982	1,815335
К2	0,081590833	1,884650358
К3	0,081590833	1,884650358

Рассчитаем суммарное сопротивление для точек К1, К2 и К3, исходя из данных, рассчитанных в таблице 2.

$$x_{\Sigma к1} = x_C + x_l = 0,215517 + 0,022228 = 0,237745 \text{ Ом;}$$

$$x_{\Sigma \kappa 2} = x_{\Sigma \kappa 3} = x_C + x_L + x_{TB} + x_{TH} = 0,215517 + 0,022228 + \\ + 0,208333 + 2,916667 = 3,362745 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем базисный ток:

$$I_{\sigma k1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА;}$$

$$I_{\sigma k2} = I_{\sigma k3} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,985 \text{ кА.}$$

Определим действующее значение периодической составляющей тока к.з. для точек К1, К2 и К3:

$$I_{n,o k1} = \frac{E''_{*\sigma}}{x_{\Sigma \kappa 1}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,237745} \cdot 5,02 = 21,11686 \text{ кА;}$$

$$I_{n,o k2} = I_{n,o k3} = \frac{E''_{*\sigma}}{x_{\Sigma \kappa 2}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{3,362745} \cdot 54,985 = 16,35144 \text{ кА.}$$

Определим максимальное значение аperiodической составляющей для каждой из точек:

$$I_{a,\tau k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 21,11686 \cdot e^{-0,04/0,048982} = 13,19742 \text{ кА;}$$

$$I_{a,\tau k2} = I_{a,\tau k3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 16,35144 \cdot e^{-0,04/0,0816} = 14,16308 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударный ток по формуле 4.3 для точек К1, К2 и К3.

$$i_{y\delta k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 21,11686 \cdot 1,815335 = 54,21272 \text{ кА;}$$

$$i_{y\delta k2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 16,35144 \cdot 1,88465035 = 43,58147 \text{ кА.}$$

5.2 Расчет токов однофазного короткого замыкания

Для расчета токов однофазного короткого замыкания необходимо составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности и произвести расчет их сопротивлений.

Схема замещения прямой и обратной последовательности соответствуют схеме замещения для расчета токов трехфазного короткого замыкания. Поэтому результирующей сопротивлением прямой и обратной последовательности до точки К1 составляет $x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = 0,237745$.

На стороне 6-35 кВ однофазного короткого замыкания не бывает, так как это сети с изолированной нейтралью. В данной выпускной квалификационной работе на низкой стороне 10 кВ, следовательно для точки К2 и К3 расчёт однофазного короткого замыкания не ведётся. Значения дополнительного индуктивного сопротивления и коэффициенты, которые зависят от вида к.з. представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Значения дополнительного индуктивного сопротивления и коэффициента, которые зависят от вида к.з.

Вид к.з.	$\Delta x^{(n)}$	$m^{(n)}$
Однофазное	$x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}$	3
Двухфазное	$x_{2\Sigma}$	$\sqrt{3}$
Двухфазное на землю	$\frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$	$\sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}$

Составим схему замещения нулевой последовательности (рисунок 4).

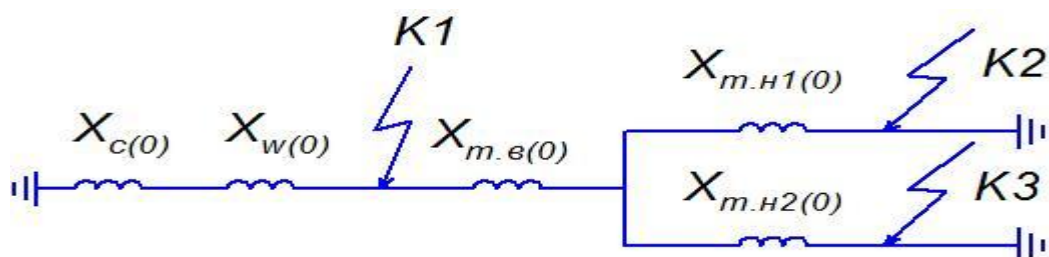


Рисунок 4 - Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивления элементов схем нулевой последовательности соответствуют сопротивлениям при расчете трехфазного тока короткого замыкания, за исключением сопротивления линии.

Найдём сопротивления нулевой последовательности линии.

$$x_{л(0)} = x_{л} \cdot d;$$

$$x_{л(0)} = 0,022228 \cdot 4 = 0,088913 .$$

где d - коэффициент, учитывающий соотношением между сопротивлением прямой и нулевой последовательности (для кабельных линий принимается равной 4);

$x_{л}$ - сопротивление линии $x_{л} = 0,022228$.

Найдём результирующее сопротивление нулевой последовательности.

$$x_{\Sigma \kappa 1(0)} = \frac{(x_C \cdot x_{л(0)}) \cdot (x_{TB} + 2 \cdot x_{TH})}{(x_C + x_{л(0)}) + (x_{TB} + 2 \cdot x_{TH})};$$

$$x_{\Sigma \kappa 1(0)} = \frac{(0,21552 + 0,088913) \cdot (0,208333 + 2 \cdot 2,916667)}{(0,21552 + 0,088913) + (0,208333 + 2 \cdot 2,916667)} = 0,289826 .$$

Найдём периодическую составляющую тока несимметричного к.з.

$$I_{n,o}^{(n)} = m^{(n)} \cdot \frac{E_*''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(n)}} I_b;$$

$$I_{n,o \kappa 1}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,237745 + 0,237745 + 0,289826} \cdot 5,02 = 19,67983 \text{ кА.}$$

Симметричные и несимметричные токи к.з. представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Симметричные и несимметричные токи к.з.

Точка к.з.	Однофазное	Трёхфазное
К1	19,67983	21,11686

К2	-	16,35144
К3	-	16,35144

По таблице 6 мы видим, что наиболее опасным видом короткого замыкания:

- на стороне высокого напряжения является трехфазное к.з. которое числено равно 21,11686 кА;

- на стороне низкого напряжения является трехфазное к.з. которое числено равно 16,35144 кА.

6 Выбор электрических аппаратов

Перед выбором оборудования и аппаратуры для электрической части ПС согласно заданной электрической схеме определяются расчётные условия, в том числе: значения расчетных рабочих токов и токов короткого замыкания.

Затем расчетные величины сравниваются с номинальными значениями параметров аппаратуры, которые выбираются по справочникам и каталогам электрооборудования.

6.1 Выбор трансформаторов тока

Для установки на напряжение 110 кВ выбираю трансформатор тока ТВ-110-600/5. Данный трансформатор тока проверяется по следующим параметрам.

1. Номинальному напряжению - $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}$,

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

2. Номинальному току - $I_{\text{ном}} \leq I_{1\text{ном}}$,

где $I_{\text{ном}}$ - номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$I_{1\text{ном}}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогам).

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,2875 \text{ А};$$

$$316,2875 \text{ А} \leq 600 \text{ А}.$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд.}} \leq I_{\text{эд}},$$

где $K_{\text{эд}}$ - кратность электродинамической стойкости трансформатора тока (по каталогу).

$$i_{\text{уд.}} \leq 125 \text{ кА};$$

$$54,21272 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА}.$$

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл};$$

$$B_k \leq 50^2 \cdot 0,04 = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 21,11686^2 \cdot (0,04 + 0,048982) = 39,67908 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$39,67908 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5. Конструкции и классу точности

Две вторичные обмотки.

Класс точности: 0,5; 5Р.

Конструкция: встроенное устройство.

Рабочее положение – вертикальное.

6. Вторичной нагрузке - $Z_2 \leq Z_{2ном}$,

где $Z_{2ном}$ - номинальное значение полного сопротивления нагрузки (допустимая величина нагрузки) вторичной обмотки электротрансформатора тока при заданном классе точности; Z_2 - значение вторичной нагрузки трансформаторов тока.

Для определения вторичной нагрузки трансформатора тока целесообразно использовать данные таблицы 7.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Наименование прибора	Типы приборов	Нагрузка $S_{приб}$ ВА		
		в фазе А	в фазе В	в фазе С
Микропроцессорное реле	БРМЗ	1,8	1,8	1,8
Итого:		1,8	1,8	1,8

Из таблицы 10 видно, что наиболее загруженными является все фазы.

Общее сопротивление приборов определим по формуле:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{1,8}{5^2} = 0,072 \text{ Ом}.$$

Номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока в целом для измерительных приборов:

$$Z_{2 \text{ ном}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_2^2} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимаем 0,1. Индуктивное сопротивление токовых цепей мало, поэтому $Z_2 \approx R_2$. Рассчитаем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = 1 - 0,072 - 0,1 = 0,828 \text{ Ом.}$$

Найдём расчетную площадь поперечного сечения провода:

$$S_{\text{пр}} = \frac{p \cdot \sqrt{3} \cdot l}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0176 \cdot \sqrt{3} \cdot 45}{0,828} = 1,6547 \text{ мм}^2,$$

где p – это удельное сопротивление меди;

l – длина провода от трансформатора тока до приборов.

Фактическая площадь провода и его сопротивление:

$$S_{\text{пр}} = 2 \text{ мм}^2;$$

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{уд}} \cdot l = 0,00945 \cdot 45 = 0,42525 \text{ Ом,}$$

где $R_{\text{уд}}$ – активное сопротивление медного провода с поперечным сечением 2 мм².

Рассчитаем активное сопротивление токовых цепей:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{конт}} = 0,072 + 0,42525 + 0,1 = 0,59725 \text{ Ом.}$$

Условие выполняется $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$,

$$0,59725 \text{ Ом.} \leq 1 \text{ Ом.}$$

Данный трансформатор тока ТВ-110-600/5 проверку прошел и может быть использован на подстанции.

6.2 Выбор силового кабеля 110 кВ

Для прокладки кабельной линии 110 кВ выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) марки ПвВнг 1x185/95-64/110. Данный кабель проверяется по следующим параметрам.

1. Номинальному напряжению - $U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сети ном}}$,

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

2. По конструкции – кабели располагаются в треугольнике, экраны соединены по системе правильной транспозиции.

3. Экономическая плотность тока

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{J_{\text{э}}} = \frac{316,3}{2,7} = 117,14 \text{ мм}^2,$$

где $J_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока для кабелей с медными жилами при $T_M = 5403 \text{ ч}$;

$I_{\text{НОМ}}$ - номинальный ток,

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3 \text{ А}.$$

Так как минимальное сечение СПЭ кабеля 185 мм^2 , то принимаем кабель с данным сечением.

2. Допустимому току.

Для кабеля с сечением жилы 185 мм^2 :

$$I_{\text{продолрасч}} \leq I_{\text{дл.доп}};$$

$$442,8 \text{ А} \leq 573,62 \text{ А},$$

где $I_{\text{продолрасч}}$ - максимальный ток,

$$I_{\text{продолрасч}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,4 \cdot 316,3 = 442,8 \text{ А};$$

$I_{\text{дл.доп}}$ - длительно допустимый ток с учётом поправочного коэффициента на температуру окружающей среды K_1 .

$$I_{\text{дл.доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot K_1 = 667 \cdot 0,86 = 573,62 \text{ А},$$

где $I_{\text{доп.ном}}$ - длительно допустимый ток, каталожное значение для кабеля ПвВнг 1x185/95-64/110;

K_1 - поправочный коэффициент на температуру окружающей среды берётся равным 0,86, так как температура окружающей среды имеет средний максимум $26,5^{\circ}\text{C}$ в июле, а в кабельном сооружении температура не должна превышать на 10°C относительно окружающей среды.

3. Термическая стойкость.

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t;$$

$$B_k \leq 26,5^2 \cdot 1 = 702,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 21,11686^2 \cdot (0,04 + 0,048982) = 39,67908 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$39,67908 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 702,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Данный кабель ПвВнг 1x185/95-64/110 проверку прошел и допускается к эксплуатации.

7 Выбор основных конструктивных решений по понизительной подстанции

Под силовыми электротрансформаторами, масляными реакторами и баковыми выключателями для линий электропередач выше 110 кВ формируется гравийное основание толщиной свыше 250 мм. Для аварийных случаев предусматривается отвод трансформаторного масла в ливневую канализацию. Электрические кабели цепей оперативного тока, цепей управления электрооборудованием, релейной защиты и автоматики, а также системы воздушной вентиляции, размещаются в специальных железобетонных лотках выше уровня окружающего грунта или в металлических лотках, установленных в конструкции открытых распределительных устройств напряжением свыше 110 кВ.

Для устранения случайных прикосновений все незаизолированные токоведущие части оборудования в обязательном порядке ограждаются или размещаются в закрытые камеры. Ограждение изготавливается из сплошных или сетчатых конструктивных элементов и запирается на замок.

Технические осмотры электрооборудования выполняются из коридора для обслуживания: при одностороннем обслуживании ширина коридора составляет не менее 1 000 мм, при двухстороннем – не менее 1 200 мм. Двери распределительных устройств должны комплектоваться самозапирающимися замками, которые открываются без ключа со стороны РУ. Закрытые распределительные устройства должны отвечать требованиям пожарной безопасности и положениям ПУЭ.

В выпускной квалификационной работе к установке КРУ рассмотрим и выберем по техническим показателям два варианта. Первый вариант от ЗАО «Электроцит» Самара комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70. Второй вариант от ЗАО «Таврида Электрик» распределительное устройство D-12P.

7.1 Выключатели выбирается по следующим параметрам

1. По номинальному напряжению - $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}$.

Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50:

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Выключатель VD-4:

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

2. По номинальному току - $I_{\text{дл. доп}} \leq I_{\text{ном}}$,

$$I_{\text{дл. доп}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 2427,745 \text{ А.}$$

Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50:

$$2427,745 \text{ А} \leq 2500 \text{ А.}$$

Выключатель VD-4:

$$2427,745 \text{ А} \leq 2500 \text{ А.}$$

3. По отключающей способности,

а) на симметричный ток отключения - $I_{\text{п. } \tau} \leq I_{\text{откл. ном}}$.

Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50:

$$16,35144 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА.}$$

Выключатель VD-4:

$$16,35144 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА,}$$

б) на отключение апериодической составляющей тока к.з. ,

$$i_{\text{а. } \tau} \leq i_{\text{а. ном}} = (\sqrt{2} \cdot B/100) \cdot I_{\text{откл. ном}},$$

где $i_{\text{а. } \tau}$ - номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени.

Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50:

$$\tau = t_{p3} + t_{c.B} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

Выключатель VD-4:

$$\tau = t_{p3} + t_{c.B} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с,}$$

где B - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50:

$$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot 41/100) \cdot 50 = 28,9914 \text{ кА};$$

$$I_{a,\tau k2} = I_{a,\tau k3} = 14,16308 \text{ кА};$$

$$i_{a. \tau} \leq i_{a.ном};$$

$$14,16308 \text{ кА} \leq 28,9914 \text{ кА.}$$

Выключатель VD-4:

$$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot 32/100) \cdot 31,5 = 14,255 \text{ кА};$$

$$I_{a,\tau k2} = I_{a,\tau k3} = 14,16308 \text{ кА};$$

$$i_{a. \tau} \leq i_{a.ном};$$

$$14,16308 \text{ кА} \leq 14,255 \text{ кА.}$$

4. По предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость.

$$I_{п.о} \leq I_{пр.с.};$$

$$i_{уд.} \leq i,$$

где $I_{пр.с.}$ - действующее значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя);

$i_{пр.с.}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя).

Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50:

$$43,58147 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА.}$$

Выключатель VD-4:

$$43,58147 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

4. Тепловому импульсу – на термическую стойкость.

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл.}}$$

Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50:

$$B_{\kappa} \leq 50^2 \cdot 0,04 = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 16,35144^2 \cdot (0,04 + 0,08159) = 32,5097 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$32,5097 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Выключатель VD-4:

$$B_{\kappa} \leq 31,5^2 \cdot 0,05 = 49,6125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 16,35144^2 \cdot (0,04 + 0,08159) = 32,5097 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$32,5097 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 49,6125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Данные выключатели расчетную проверку прошли, но у VD-4 время отключения короткого замыкания дольше и технические показатели хуже, чем у ВВУ-СЭЩ-П-10-50. Так как КРУ выбирается по силовому выключателю, ВВУ-СЭЩ-П-10-50 входит в комплект КРУ-СЭЩ-70, то выбираем КРУ-СЭЩ-70. Основные данные выключателей представлены в приложении В.

Дальнейший выбор оборудования производится только для КРУ-СЭЩ-70.

7.2 Выбор трансформаторов тока

Для установки в ЗРУ на напряжение 10 кВ выбираю трансформатор тока ТЛШ – 10 – 2000/5. Данный трансформатор тока проверяется по следующим параметрам

1. Номинальному напряжению - $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}$,

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

2. Номинальному току - $I_{\text{ном}} \leq I_{\text{I ном}}$,

где $I_{\text{ном}}$ - номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$I_{\text{I ном}}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогам).

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1734,1 \text{ А};$$

$$1734,1 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}.$$

3. На электродинамическую стойкость.

$$i_{\text{уд.}} \leq I_{\text{эд}},$$

где $K_{\text{эд}}$ - кратность электродинамической стойкости трансформатора тока (по каталогу).

$$i_{\text{уд.}} \leq 80 \text{ кА};$$

$$43,58147 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

4. На термическую стойкость.

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}};$$

$$B_{\text{к}} \leq 31,5^2 \cdot 0,04 = 39,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 16,35144^2 \cdot (0,04 + 0,08159) = 32,5097 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$32,5097 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 39,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5. Конструкции и классу точности.

Класс точности: 0,5; 5Р.

Конструкция: встроенное устройство. Рабочее положение – вертикальное.

6. Вторичной нагрузке - $Z_2 \leq Z_{\text{2 ном}}$,

где $Z_{2ном}$ - номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности; Z_2 - вторичная нагрузка трансформаторов тока.

Вторичную нагрузку трансформатора тока целесообразно определять с помощью таблицы 8.

Таблица 8– Вторичная нагрузка трансформатора тока

Наименование прибора	Типы приборов	Нагрузка $S_{приб}$ ВА		
		в фазе А	в фазе В	в фазе С
1. Амперметр	IQB 72	0,65	-	0,65
2. Счётчик активной энергии	Меркурий 234 ARTM	2,5	-	2,5
3. Счётчик реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	2,5	-	2,5
4. Ваттметр	PL 12	0,4	-	0,4
5. Варметр	PL 12	0,4	-	0,4
Итого:		6,45	-	6,45

Из таблицы 11 видно, что наиболее загруженными является фазы А и С.

Найдём общее сопротивление приборов.

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{6,45}{5^2} = 0,258 \text{ Ом.}$$

Найдём номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока в целом для измерительных приборов.

$$Z_{2 ном} = \frac{S_{2НОМ}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимаем 0,1. Индуктивное сопротивление токовых цепей мало, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Рассчитаем сопротивление проводов.

$$R_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = 0,8 - 0,258 - 0,1 = 0,442 \text{ Ом.}$$

Найдём расчетную площадь поперечного сечения провода.

$$S_{\text{пр}} = \frac{p \cdot \sqrt{3} \cdot l}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0176 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,442} = 2,7555 \text{ мм}^2,$$

где p – это удельное сопротивление меди;

l – длина провода от трансформатора тока до приборов.

Найдём фактическую площадь провода и его сопротивление.

$$S_{\text{пр}} = 4 \text{ мм}^2;$$

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{уд}} \cdot l = 0,004725 \cdot 40 = 0,189 \text{ Ом,}$$

где $R_{\text{уд}}$ – активное сопротивление медного провода с поперечным сечением 6 мм^2 .

Рассчитаем активное сопротивление токовых цепей:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{конт}} = 0,258 + 0,189 + 0,1 = 0,547 \text{ Ом.}$$

Условие выполняется $Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}$,

$$0,547 \text{ Ом.} \leq 0,6 \text{ Ом.}$$

Данные трансформаторы тока расчетную проверку прошли и могут быть использованы на подстанции.

7.3 Выбор трансформаторов напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10

1. Номинальному напряжению - $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}$,

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

2. Конструкции и схемы соединения обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки.

Схемы соединения вторичных обмоток: земля с нулём и разомкнутый треугольник.

Класс точности: 0,5 для учёта, 3 для защиты.

3. Вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi \right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi \right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2},$$

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А. Из таблицы 9 определим суммарную активную и реактивную мощности.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения.

Приборов	Тип прибора	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	VLMD1-2 АBB	3	1	1	0	2	6	-
Счетчик активной энергии	Меркурий 234 ARTM	3 Вт	2	0,38	0,925	4	6	14,6
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	3 Вт	2	0,38	0,925	4	6	14,6
Ваттметр	PL 12	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	PL 12	1,5	2	1	0	1	3	-
Итого							22,5	29,2

По формуле найдем суммарную полную мощность:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{22,5^2 + 29,2^2} = 36 \text{ ВА.}$$

Выбранный трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5 равную 75 ВА.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2H};$$

$$35,96 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА.}$$

Данные трансформаторы напряжения расчетную проверку прошли и могут быть использованы на подстанции.

8 Релейная защита

В данном пункте выбираются уставки для релейной защиты. Защищаемыми объектами являются силовые трансформаторы, секции сборных шин и отходящие линии.

При выборе следует руководствоваться ПУЭ, руководящими указаниями по релейной защите и другими документами.

Расчёт защиты трансформаторных установок выполняется с учетом номинальной мощности и назначения трансформатора: защита от междуфазных коротких замыканий в обмотках и выводах трансформаторов проектируется в виде продольной дифференциальной защиты, которая работает на отключение оборудования.

Для понижающих трансформаторов выполняется защита от сверхтоков. При внешних коротких замыканиях проектируется максимальная токовая защита, оснащенная блокировкой минимального напряжения или без неё. Токсовая защита отключает оборудование с задержкой по времени. Для трансформаторов среднего напряжения проектируется защита от перегрузок в цепи и токов короткого замыкания.

Защита шин определяется схемой их коммутации и требованиями, предъявляемыми к распределению электрической энергии по линиям. Для ПС с двумя системами сборных шин применяется дифференциальная защита с выборочным отключением присоединений сборных шин или, для упрощения, отключением всех присоединений при повреждении на любой из сборных шин. Для секционированных одиночных шин предусматривается жесткая дифференциальная защита с двумя выдержками времени.

Для защиты кабельных линий одностороннего питания рекомендуется применять токовые отсечки без выдержки времени. Кабельные линии защищаются от замыканий на землю, для чего используются трансформаторы тока нулевой последовательности с действием на сигнал.

8.1 Дифференциальная защита трансформаторов блоками БМРЗ

Данный расчёт дифференциальная защита трансформаторов производим по методике расчёта завода изготовителя устройство защиты БМРЗ-ТД-12-20-21.

8.1.1 Расчёт сопротивлений

Сопротивления находим в именованных единицах.

Найдём сопротивление системы для максимальной и минимальной мощности короткого замыкания при напряжении питающей сети 110 кВ.

$$X_{C \max} = \frac{U_{номВН}^2}{S_{K \max}} = \frac{115^2}{5000} = 2,645 \text{ Ом};$$

$$X_{C \min} = \frac{U_{номВН}^2}{S_{K \min}} = \frac{115^2}{1500} = 8,817 \text{ Ом},$$

где $S_{K \max}$ и $S_{K \min}$ – максимальная и минимальная мощность короткого замыкания системы, МВА.

Найдём напряжение обмотки ВН, соответствующее крайнему нижнему и крайнему верхнему положению РПН.

$$U_{\min.ВН} = \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 96,58 \text{ кВ};$$

$$U_{\max.ВН} = \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 133,423 \text{ кВ},$$

где n – число ступеней регулирования РПН;

ΔU - шаг регулирования напряжения РПН.

Так как максимальным напряжением для сети класса 110 кВ является $U_{\max} = 126 \text{ кВ}$, по этому для расчёта принимаем $U_{\max.ВН} = 126 \text{ кВ}$.

Найдём сопротивление силового трансформатора.

$$x_{T.ВН \max} = \frac{U_{K \max}}{100} \cdot \frac{U_{маа.ВН}^2}{S_{T.Н}} = \frac{1,4875}{100} \cdot \frac{126^2}{63} = 3,7485 \text{ Ом};$$

$$x_{T.ВН \min} = \frac{U_{K \min}}{100} \cdot \frac{U_{\min.ВН}^2}{S_{T.Н}} = \frac{1,355}{100} \cdot \frac{96,58^2}{63} = 2,00607 \text{ Ом};$$

$$x_{T.HH1cp} = x_{T.HH2cp} = \frac{U_{K.HHcp}}{100} \cdot \frac{U_{cp.BH}^2}{S_{T.H}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 38,57292 \text{ Ом},$$

где $U_{K.max}$ и $U_{K.min}$ – напряжения короткого замыкания трансформатора на высокой стороне при РПН в максимальном и минимальном положении.

Найдём сопротивление кабельной линии.

$$x_l = x_{yd} \cdot l = 0,147 \cdot 2 = 0,293968 \text{ Ом}.$$

8.1.2 Выбираем преобразователь тока-напряжения блока БМРЗ

Для выбора ПТН блоков БМРЗ произвести расчёт токов к.з. на сторонах ВН и НН трансформатора.

Найдём периодическую составляющую максимального тока короткого замыкания на стороне высокого напряжения в точке К1 (рисунок 3).

$$I_{кз.мах}^{BH} = \frac{U_{ном.ВН}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{Cmax} + X_l)} = \frac{115}{1,73 \cdot (2,645 + 0,29396)} = 22,59136 \text{ кА}$$

В блоках БМРЗ предусмотрена настройка ПТН аналоговых входов, определяющих диапазоны измерения вторичных токов. Для обеспечения правильного измерения максимально тока к.з., проходящего через ТТ, значение верхней границы диапазона измерений ПТН измерительного канала $i_{мах.ПТН}^{BH}$ должно удовлетворять следующему условию:

$$i_{мах.ПТН}^{BH} \geq k_{ПЕР} \cdot \frac{I_{кз.мах}^{BH}}{K_{ТТ}^{BH}} = 2 \cdot \frac{22591,36}{120} = 376,5227 \text{ А},$$

где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{ТТ}^{BH}$ - коэффициент трансформации ТТ на ВН.

В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ-ТД выбираем ПТН с током $i_{мах.ПТН}^{BH} = 500 \text{ А}$ и номинальный входной ток измерительного канала аналоговых сигналов $I_{НОМ.ПТН}^{BH} = 5 \text{ А}$.

Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима, по следующему выражению.

$$I_{НОМ.ПТН}^{BH} \leq 6 \cdot \frac{I_{НОМ.Т}}{K_{ТТ}^{BH}};$$

$$5 \leq 6 \cdot \frac{316,2875}{120} = 15,81438 \text{ А},$$

где $I_{НОМ.Т}$ - номинальный ток трансформатора.

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

Найдём периодическую составляющую максимального тока короткого замыкания на стороне низкого напряжения в точке К2 (рисунок 3).

$$I_{кз.маx.прив}^{HH} = \frac{U_{маx.ВН}}{\sqrt{3} \cdot (C_{min} + X_{л} + x_{Т.ВНмаx} + x_{Т.НН1ср})}$$

$$I_{кз.маx.прив}^{HH} = \frac{126}{1,73 \cdot (8,817 + 0,294 + 3,7485 + 38,573)} = 1,4144 \text{ кА}.$$

Приведём $I_{кз.маx.прив}^{HH}$ к стороне низкого напряжения.

$$I_{кз.маx}^{HH} = I_{кз.маx.прив}^{HH} \cdot \frac{U_{маx.ВН}}{U_{НОМ.НН}} = 1414,4 \cdot \frac{126}{115} = 16972,95 \text{ А}.$$

Произвести расчёт тока $i_{маx.ПТН}^{HH}$ для стороны НН.

$$i_{маx.ПТН}^{HH} \geq k_{ПЕР} \cdot \frac{I_{кз.маx}^{HH}}{K_{ТТ}^{HH}} = 2 \cdot \frac{16972,95}{400} = 84,865 \text{ А},$$

где $K_{ТТ}^{BH}$ - коэффициент трансформации ТТ на стороне НН.

В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ-ТД выбираем ПТН с током $i_{маx.ПТН}^{HH} = 130 \text{ А}$ и номинальный входной ток измерительного канала аналоговых сигналов $I_{НОМ.ПТН}^{HH} = 1 \text{ А}$.

Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима, по следующему выражению.

$$I_{НОМ.ПТН}^{ВН} \leq 6 \cdot \frac{I_{НОМ.Т}^{НН}}{K_{ТТ}^{НН}};$$

$$0,5 \leq 6 \cdot \frac{3468,208}{400} = 26,01156 \text{ А},$$

где $I_{НОМ.Т}$ - номинальный ток трансформатора.

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

8.1.3 Выбираем уставки срабатывания ДТО

Для отстройки от броска тока намагничивания уставку $I_{ДТО}$ рекомендуется принять от 4 до 5 о.е. номинальных значений тока трансформатора.

Уставку срабатывания ДТО по условию отстройки от броска тока намагничивания принять равной 4 о.е.

Определить относительный расчётный ток небаланса при максимальном тормозном токе внешнего к.з.

$$I_{НБ.расч} = (k_{ПЕР} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{\max} + U_{РЕГ} \cdot k_{ТОК} + \gamma) \cdot \frac{I_{кз. \max. прив}^{НН}}{I_{НОМ.Т}^{ВН}};$$

$$I_{НБ.расч} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16,02}{100} \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{1414,412}{316,2875} = 2,058 \text{ А},$$

где $k_{ПЕР} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока;

$k_{одн} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ;

ε_{\max} – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{кз. \max. прив}^{НН}$;

$k_{ТОК}$ – коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего к.з. к току к.з.;

γ – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч.

Относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора.

$$U_{РЕГ} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} = 16,02,$$

где n - число ступеней регулирования;

ΔU - шаг регулирования напряжения.

Найдём уставку срабатывания ДТО исходя из условия отстройки от расчётного максимального тока небаланса.

$$I_{ДТО} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ,расч} = 1,2 \cdot 2,058 = 2,4696 \text{ А},$$

где $k_{ОТС} = 1,2$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

В качестве уставки срабатывания ДТО принять большее из двух полученных значение $I_{ДТО} = 4$ о.е.

8.1.4 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ

Найдём относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете уставки ДЗТ.

$$I_{НБ,расч} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ} \cdot k_{ТОК} + \gamma);$$

$$I_{НБ,расч} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16,02}{100} \cdot 1 + 0,05) = 0,1551 \text{ А},$$

где $k_{ПЕР} = 1$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме);

$\varepsilon_{0,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5 I_{НОМ.Т}$.

Найдём уставку начального тока срабатывания ДЗТ.

$$I_{ДЗТ.нач} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ,расч} = 1,5 \cdot 0,1551 = 0,23265 \text{ А},$$

Где $k_{ОТС} = 1,5$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

Значение уставки $I_{ДЗТ.нач}$ не рекомендуется выбирать менее 0,3 о.е. ДЗТ с уставкой от 0,3 до 0,5 о.е. обеспечивает требуемый коэффициент чувствительности к витковым замыканиям в переплетённых обмотках и межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

В соответствии с выше сказанным принимаем уставку $I_{ДЗТ.нач}$ равной 0,3 о.е.

8.1.5 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ

Найдём расчетное относительное значение тока небаланса, соответствующее току торможения полтора номинального тока трансформатора.

$$I_{НБ.расч.2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ} + \gamma);$$

$$I_{НБ.расч.2} = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16,02}{100} + 0,05) = 0,6153 \text{ А},$$

где $k_{ПЕР} = 2$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока;

$\varepsilon_{1,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $1,5 \cdot I_{НОМ.Т}$.

Найдём ток срабатывание ДЗТ 2.

$$I_{ДЗТ,2} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.расч.2} = 1,2 \cdot 0,6153 = 0,73836 \text{ А},$$

Где $k_{ОТС} = 1,2$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

Найдём коэффициент торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ.

$$K_{ТОРМ,2} = \frac{I_{ДЗТ,2} - I_{ДЗТ,нач}}{1,5 - 0,5} = \frac{0,738 - 0,3}{1,5 - 0,5} = 0,43836 .$$

Второй участок характеристики торможения соответствует токам торможения от 0,5 до 1,5 $I_{НОМ.Т}$.

8.1.6 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ

Найдём ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего к.з.

$$I_{К.ТОРМ} = \left(1 - \frac{k_{неп} \cdot \varepsilon_{МАКС}}{2}\right) \cdot \frac{I_{К,макс}}{I_{НОМ.Т}^{ВН}} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2}\right) \cdot \frac{1414,412}{316,2875} = 3,91293 \text{ А},$$

где $k_{неп} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока;

$I_{К,макс}$ – периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ, протекающего через ТТ, приведенная к стороне ВН, А;

$\varepsilon_{МАКС}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{К,макс}$.

Найдём коэффициент торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ.

$$K_{ТОРМ,3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ,2}}{I_{К.ТОРМ} - I_{ТОРМ,2}} = \frac{2,47 - 0,738}{3,913 - 1,5} = 0,717,$$

где $I_{ДТО}$ – уставка срабатывания ДТО;

$I_{ДЗТ,2}$ – ток срабатывания ДЗТ при токе торможения 1,5 $I_{НОМ.Т}$;

$I_{К.ТОРМ}$ – ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего к.з.;

$I_{ТОРМ,2} = 1,5$ – ток торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения.

8.1.7 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ группы "чувствительных" уставок

Найдём относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете "чувствительных" уставки ДЗТ.

$$I_{НБ.расч} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ} + \gamma);$$

$$I_{НБ.расч} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} \cdot 1 + 0,05) = 0,102 \text{ А},$$

где $U_{РЕГ} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора для группы "чувствительных" уставок.

Найдём уставку начального тока срабатывания ДЗТ.

$$I_{ДЗТ.нач} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.расч} = 1,5 \cdot 0,102 = 0,153 \text{ А},$$

Где $k_{ОТС} = 1,5$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

Принимаем уставку $I_{ДЗТ.нач}$ равной 0,3 о.е.

8.1.8 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ "чувствительных" уставок

Найдём расчетное относительное значение тока небаланса, соответствующее току торможения полтора номинального тока трансформатора для группы "чувствительных" уставок.

$$I_{НБ.расч,2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ} + \gamma);$$

$$I_{НБ.расч,2} = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} + 0,05) = 0,4583 \text{ А},$$

где $U_{РЕГ} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора для группы "чувствительных" уставок.

Найдём ток срабатывание ДЗТ 2 для группы "чувствительных" уставок.

$$I_{ДЗТ,2} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ,расч,2} = 1,2 \cdot 0,4583 = 0,55 \text{ А},$$

где $k_{ОТС} = 1,2$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

Найдём коэффициент торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ для группы "чувствительных" уставок.

$$K_{ТОРМ,2.ч} = \frac{I_{ДЗТ,2} - I_{ДЗТ,нач}}{1,5 - 0,5} = \frac{0,55 - 0,3}{1,5 - 0,5} = 0,25 .$$

8.1.9 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ для группы "чувствительных" уставок

Найдём относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете "чувствительных" уставки ДЗТ.

$$I_{НБ,расч} = (k_{ПЕР} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ} + \gamma) \cdot \frac{I_{К,макс}}{I_{НОМ.ТР}^{ВН}};$$

$$I_{НБ,расч} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{3 \cdot 1,78}{100} \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{1414,412}{316,2875} = 1,580376 \text{ А},$$

где $k_{пер} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока.

Найдём уставку срабатывания ДТО для группы "чувствительных" уставок исходя из условия отстройки от расчётного максимального тока небаланса.

$$I_{ДТО} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ,расч} = 1,2 \cdot 1,580376 = 1,896452 \text{ А},$$

где $k_{ОТС} = 1,2$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас.

Найдём коэффициент торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ для группы "чувствительных" уставок.

$$K_{ТОРМ,3.ч} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ,2}}{I_{К.ТОРМ} - I_{ТОРМ,2}} = \frac{1,896452 - 0,55}{3,913 - 1,5} = 0,558015,$$

где $I_{ДТО}$ – уставка срабатывания ДТО для группы "чувствительных" уставок;

$I_{ДЗТ.2}$ – ток срабатывания ДЗТ для группы "чувствительных" уставок при токе торможения $1,5 I_{НОМ.Т}$.

8.1.10 Проверка чувствительности ДЗТ

Для проверки чувствительности ДЗТ необходимо найти минимальное относительное значение периодической составляющей тока КЗ на стороне НН.

Найдём минимальные значения периодической составляющей тока КЗ на стороне НН.

$$I_{кз.мин.прив}^{НН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{ном.ВН}}{\sqrt{3} \cdot (K_{Сmax} + X_{л} + x_{Т.ВНmin} + x_{Т.ННср})}$$

$$I_{кз.мин.прив}^{НН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{115}{1,73 \cdot (2,645 + 0,294 + 2,006 + 38,573)} = 1109,59 \text{ А.}$$

Найдём коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ.

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.мин.прив}^{НН} \cdot (1 - \varepsilon_{min})}{I_{НОМ.ТР}^{ВН} \cdot I_{ДЗТ.нач}} = \frac{1109,59 \cdot (1 - 0,1)}{316,29 \cdot 0,3} = 10,5.$$

$k_{ч} \geq 2$ следовательно блок БМРЗ обеспечивает требуемую чувствительность дифференциальной защиты трансформатора согласно ПУЭ.

8.2 Максимальная токовая защита трансформатора блоком БМРЗ

Расчет МТЗ трансформатора типа ТРДЦН-63000/110/10/10 представлен в приложении Г.

По результатам расчета максимальной токовой защиты силового трансформатора определили, что коэффициент чувствительности на стороне ВН удовлетворяет предъявляемым требованиям, а на стороне НН была установлена вольтметровая блокировка МТЗ для повышения чувствительности.

8.3 Расчет максимальной токовой защиты секционных выключателей

Расчет максимальной токовой защиты секционных выключателей представлены в приложении Д.

По результатам расчета максимальной токовой защиты секционного выключателя определили, что коэффициент чувствительности не удовлетворяет предъявляемым требованиям и по этому была установлена вольтметровая блокировка МТЗ для повышения чувствительности.

9 Выбор оперативного тока

Управление выключателями, отделителями, короткозамыкателями, сигнализацией, автоматикой, связью осуществляется оперативным током.

Выбираем питание собственных нужд подстанции от постоянного тока, так как это более надёжный вид оперативного тока и установлена микропроцессорная релейная защита, для которой требуется постоянное без пульсаций оперативное питание.

Источниками постоянного тока являются аккумуляторные батареи, работающие в режиме постоянного подзаряда. Рабочее напряжение батарей 110–220 В. В качестве подзарядного устройства используется мощный тиристорный преобразователь, снабженный элементным коммутатором, с помощью которого можно изменять число участвующих в химической реакции пластин. Для повышения надёжности сеть оперативного тока секционируют на ряд участков, имеющих самостоятельное питание от сборных шин батареи.

Основные достоинства:

- простой источник тока, работа которого не зависит от состояния основной системы;
- возможность работы при одном замыкании на землю одного из полюсов при сохранении междуполюсного напряжения.

Недостатки постоянного оперативного тока:

- сложность выполнения защиты от повреждений в цепях постоянного тока;
- требуют специального помещения;
- требуют квалифицированного обслуживания;
- дорогие (большой расход цветных металлов).

10 Собственные нужды подстанции

В зависимости от типа, мощности ПС питание потребителей собственных нужд (с.н.) осуществляется от трансформаторов собственных нужд (ТСН).

К потребителям с.н. ПС относятся оперативные цепи, электродвигатели устройств охлаждения силовых трансформаторов, компрессоров, подогрев выключателей и приводов, шкафов КРУ, зарядное устройство, вентиляция, отопление, освещение и т. д.

На двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два трансформатора с.н., на простейших и одностранформаторных ПС — как правило, один трансформатор с.н.

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы с.н. Т1, Т2 присоединяются к сборным шинам на стороне низкого напряжения ПС.

Питание оперативных цепей постоянного тока осуществляется от аккумуляторных батарей с напряжением 220 В. Шины 220 В секционируются.

Для определения мощности трансформатора с.н. суммируется мощность всех потребителей с.н. и учитывается коэффициент загрузки.

Выбор трансформаторов с.н. с учетом состава и мощности электроприемников с.н. подстанции представлено в приложении Е.

При установке трёх трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд.

На основании данных приложения Е для подстанции выбираем три трансформатора собственных нужд мощностью ТЛС – 10 – 40/10/0,4 УХЛ2, которые предусматривает компоновкой выбранного КРУ СЭЩ – 70.

11 Системы измерений на подстанции

На подстанции для контроля режима работы основного и вспомогательного электрооборудования используются контрольно-измерительные приборы и аппаратура (КИПиА), которые размещаются на щитах управления. Линии высокого напряжения оснащаются специальной аппаратурой, способной фиксировать параметры электрической цепи для установления точного места повреждения.

Перечень необходимых типов измерительных приборов, устанавливаемых на и электростанциях, приведен в приложении Ж.

Схематические обозначения данных приборов измерения и учета, а также, места их установки изображены на электрической схеме подстанции.

12 Расчет заземления подстанции

Абсолютно все металлические части электрооборудования, которые не находятся под напряжением, должны иметь защитное заземление.

При проектировании заземляющего устройства контурного типа электроды заземлителя должны располагаться по контуру (периметру) и внутри площадки, на которой размещается оборудование подстанции.

Вне зданий корпуса электроустановок соединяются проводами с заземляющим устройством. Внутри зданий предусматривается заземляющая магистраль заземления, к которой подключаются провода для заземления. Соединение магистрали заземления и заземляющего устройства выполняется не менее чем в двух точках.

В качестве заземлителей используют естественные и искусственные заземлители. Мы используем искусственные заземлители, к ним относятся: стержни из угловой стали, стальные трубы, прутковая сталь.

Заземлители забивают в ряд или по контуру на такую глубину, при которой от верхнего конца заземлителя до поверхности земли остается 0,5-0,8 м. Расстояние между вертикальными заземлителями должно быть не менее 2,5-3 м.

Рассчитаем заземляющее устройство для подстанции 110/10/10 кВ:

- площадь 61 м на 34 м;
- вид грунта - садовая земля $\rho_{в.с} = \rho_3 = 40 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- глубина заложения стержней $t = 0,7 \text{ м}$;
- собственное время отключения выключателя $t_{о.в} = 0,03 \text{ с}$;
- время действия релейной защиты $t_{р.з} = 0,01 \text{ с}$;
- ток замыкания на землю при однофазном к.з. на рассматриваемой подстанции $I_3 = 19,67983 \text{ кА}$.

Для выполнения заземления ПС намечена сетка прямоугольными ячейками с $l_b = 5 \text{ м}$; $a = 5 \text{ м}$.

Рассчитаем время воздействия тока к.з.

$$\tau = \tau_{p.з} + \tau_{o.в} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}, U_{\text{пр.доп}} = 200 \text{ В}.$$

Найдём коэффициент напряжения прикосновения для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников.

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_v \cdot L_z}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,943396}{\left(\frac{5 \cdot 936}{5 \cdot \sqrt{2074}}\right)^{0,45}} = 0,121024 ,$$

где $M=0,5$ – параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2 , т.к. грунт принят однородным;

$l_v = 5$ м – длина вертикального заземления;

$L_z = 61 \cdot 13 + 34 \cdot 7 = 936$ м - длина горизонтального заземлителя;

$a = 5$ м – расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 2074 \text{ м}^2$ – площадь заземляющего устройства.

β - коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней.

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho_{в.с}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 40} = 0,943396 ,$$

где $R_q = 1000$ Ом;

$R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с}$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли, т.к. данных по слоям нет, принимаем $\rho_{в.с} = \rho_3 = 40$ Ом·м.

Найдём напряжение на заземлителе.

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{II}} = \frac{200}{0,121024} = 1652,563 \text{ В}.$$

Так как $U_3 = I_3 R_3$, то сопротивление заземляющего устройства должно быть:

$$R_{3.доп} \leq R_3 = \frac{U_3}{I_3} = \frac{1652,563}{19679,83} = 0,073579 \text{ Ом}$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{61 \cdot 34} = 45,54119 \text{ м}.$$

Найдём число ячеек по стороне квадрата.

$$m = \frac{L_z}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{936}{2 \cdot 45,54119} - 1 = 9,276411 .$$

Примем $m=9$.

Найдём длину полос в расчетной модели.

$$L = 2\sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot 45,54119 \cdot 10 = 910,8 \text{ м.}$$

Найдём длину сторон ячейки.

$$\frac{a}{l_e} = 1.$$

Вертикальные электроды наилучшим образом используются при расположении их в основном по периметру заземлителя.

Найдём число вертикалей, расположенных по периметру контура .

$$n_e = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_e} = \frac{45,54119 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 36,43295 .$$

Принимаем $n_e=36$.

Найдём общую длину вертикальных заземлителей.

$$L_e = l_e \cdot n_e = 5 \cdot 36 = 180 \text{ м.}$$

Определяется общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель:

$$R_z = A \frac{\rho_z}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_z}{L_z + L_e} ,$$

где $A = 0,385 - 0,25 \frac{l_e + t}{\sqrt{S}}$ при $0,1 \leq \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5$;

$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_e + t}{\sqrt{S}}$ при $0,1 > \frac{l_e + t}{\sqrt{S}}$;

ρ_z – эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$L_e = l_e \cdot n_e$ – общая длина вертикальных заземлителей.

Относительная глубина погружения вертикальных электродов.

$$\frac{l_e + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{45,54119} = 0,125161 \geq 0,1.$$

Так как относительная глубина погружения вертикальных электродов больше 0,1 то,

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{5 + 0,7}{45,54119} = 0,35371.$$

Найдём общее сопротивление сложного заземлителя.

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} = 0,35371 \cdot \frac{40}{45,54119} + \frac{40}{910,8 + 180} = 0,347 \text{ Ом},$$

что больше $R_{3,доп.} = 0,073579 \text{ Ом}$.

Найдём напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,121024 \cdot 19579,83 \cdot 0,374 = 829,366 \text{ В},$$

что больше допустимого значения 250 В.

Чтобы снизить значение среднего прямого напряжения $U_{np.}$, по всей территории электроподстанции используется гравийная подсыпка толщиной не менее 200 мм. Это позволяет увеличить величину сопротивления грунта под ступнями человека. Удельное сопротивление грунта в верхних слоях (с гравийной подсыпкой) $\rho_{B.C} = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Найдём коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней.

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho_{B.C}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,182,$$

где $R_q = 1000 \text{ Ом}$;

$R_c = 1,5 \cdot \rho_{B.C}$ - удельное сопротивление верхнего слоя земли с присыпкой.

Найдём коэффициент напряжения прикосновения для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников.

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_e \cdot L_e}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,182}{\left(\frac{5 \cdot 936}{5 \cdot \sqrt{2074}}\right)^{0,45}} = 0,023325.$$

Найдём напряжение на заземлителе.

$$U_3 = \frac{U_{np,доп}}{k_{II}} = \frac{200}{0,023325} = 8574,62 \text{ В},$$

что в пределах допустимого.

Найдём сопротивление заземляющего устройства.

$$R_{з,доп} \leq R_3 = \frac{U_3}{I_3} = \frac{8574,62}{19679,83} = 0,435706 \text{ Ом},$$

что больше общего сопротивления сложного заземлителя $R_3 = 0,347 \text{ Ом}$.

Найдём напряжение прикосновения.

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,032235 \cdot 19579,83 \cdot 0,374 = 156,43 \text{ В},$$

Что меньше допустимого значения напряжения $U_{np,доп} = 200 \text{ В}$.

Из расчётов видно, как эффективна подсыпка гравием на территории ОРУ.

13 Молниезащита подстанции

Здания и сооружения подстанции с достаточной степенью надежности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний.

Для расчета применим одностержневой молниеотвод.

Найдём высоту вершины конуса стержневого молниеотвода.

$$h_0 = 0,7 \cdot h;$$

$$h_0 = 0,7 \cdot 61 = 41,35 \text{ м.}$$

Найдём радиус защиты на уровне.

$$r_0 = \sqrt{0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (h - 30)} \cdot h;$$

$$r_0 = \sqrt{0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (61 - 30)} \cdot 61 = 33,896 \text{ м.}$$

Найдём максимальную полуширину зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте защищаемого сооружения.

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0};$$

$$r_x = \frac{33,896 \cdot (41,35 - 6,5)}{41,35} = 28,567 \text{ м.}$$

Спроектированная молниезащита способна защитить подстанцию от грозových перенапряжений.

Заключение

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы было выбрано три трансформатора типа ТРДЦН-63000/110/10/10.

Выбраны основные конструктивные решения по понизительной подстанции.

Составлена схема электроснабжения ГПП-1.

Рассчитаны токи короткого замыкания на шинах ГПП. На стороне высокого напряжения наиболее опасным является трёхфазное короткое замыкание, которое численно равно 21,1 кА, на стороне низкого напряжения наиболее опасным является трёхфазное короткое замыкание которое численно равно 16,35 кА. С помощью расчётов короткого замыкания было выбрано и проверено основное оборудование ГПП:

1. Выключатели:

- на стороне 10 кВ был выбран вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-10-П-10-50/2500 который встроен в КРУ-СЭЩ-70;

2. Трансформаторы тока:

- на стороне 110 кВ был выбран ТВ-110-600/5;

- на стороне 10 кВ был выбран ТЛШ-10-2000/5 который встроен в КРУ-СЭЩ-70;

КРУ-СЭЩ-70 было выбрано по параметрам встроенных в КРУ выключателей.

Также был выбран трансформатор напряжения на 10 кВ ЗНОЛ-СЭЩ-10.

Была выбрана и рассчитана микропроцессорная релейная защита БРМЗ.

Был выбран постоянный оперативный ток.

Выбраны системы измерений, собственные нужд.

Так же произвели расчёт защитного заземления и молниезащиты подстанции.

Список использованных источников

1. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 2004.
2. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. Пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 124с.
3. Герасимова, В.Г. Электротехнический справочник Т.3. Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии / под ред. В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2002. – 964 с.
4. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М: Интермет Инжиниринг, 2007. – 672 с.
5. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования/ О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 47 с.
6. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие для студентов. Москва: «Мастерство», 2002. – 320 с.
7. Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию / С.Л. Кужеков, С.В. Гончаров. – Изд. 6-е. - Ростов-на-Дону: Феникс, 2012. – 492 с.
8. Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 2007.
9. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в СЭС: учебно-методическое пособие / В.В. Сенько. - Тольятти: ТГУ, 2007.
10. Иванов, В.М. Электрические станции, подстанции, сети и питающие системы: учеб.-метод. пособие / В.М. Иванов, Е.А. Печагин, А.В. Баранов. – Тамбов: ТГТУ, 2002. – 32 с.

11. Пилипенко, О.И. Выбор силовых трансформаторов: учебно.-метод. пособие / О.И. Пилипенко. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2003. – 15 с.
12. Файбисовича, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей – 3-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 2009. – 236 с.
13. Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: учеб. пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: АмГУ, 2002. – 141 с.
14. Соловьёв, А.Л. Трансформаторы и Автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчёт уставок: методическое указание. Санкт-Петербург: ООО «НТЦ «Механотроника»», 2013. – 55 с.
15. Купцова, Г.А. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10: техническая информация, справочная ОПТ.135.038 ТИ. Самара: ЗАО «Электрощит», 2011. – 38 с.
16. Influence of Current Transformer Saturation on operation of Current Protection [электронный ресурс] / URL: <https://doaj.org/article/03ba758e034a42b1b5b48eaa27dffe1c/>.
17. The numerical method of inverse Laplace transform for calculation of overvoltages in power transformers and test results [электронный ресурс] / URL: <https://doaj.org/article/00ee8ac8ae614a63a86267000c9b0663/>.
18. Electric Voltage Control as an implementation of Neural Network Applications [электронный ресурс] / URL: <https://doaj.org/article/004f99885df84e84bbf4aa5759c41bdd/>.
19. Power System Stability Enhancement Using Unified Power Flow Controller [электронный ресурс] / URL: <https://doaj.org/article/11c4124a47e543a0a090e7057e73d2e4/>.
20. Evaluation of cooperation WPP and PV connected through the shared transformer to the network [электронный ресурс] / URL: <https://doaj.org/article/1a14de7bccb942b2b9cd0399ebc5c16e/>.

Приложение А

Приложение А1 - Результаты расчётов потерей электроэнергии трансформатора ТРДЦН-63000/110/10/10

i	S _{вi} , МВА	S _{н1i} , МВА	S _{н2i} , МВА	n _i	T _i , ч	W _{хi} , кВт · ч	К _{зв}	К _{зн1}	К _{зн2}	W _{кв} , кВт · ч	W _{кн1} , кВт · ч	W _{кн2} , кВт · ч	ΣW _{пс} , кВт · ч
1	151,8	74,9	76,9	3	1000	233700	2,41	1,19	1,22	80008,02	503491,1	530867,8	
2	136,8	59,9	76,9	3	550	128535	2,17	0,95	1,22	35748,49	177228,87	291977,3	
3	129,1	59,9	69,2	3	450	105165	2,05	0,95	1,1	26053,13	145005,44	193501,3	
4	121,4	59,9	61,5	3	550	128535	1,93	0,95	0,98	28162,82	177228,87	186865,5	
5	106,1	59,9	46,1	3	2050	479085	1,68	0,95	0,73	80064,41	660580,32	391780,4	
6	106,1	59,9	46,1	3	400	93480	1,68	0,95	0,73	15622,32	128893,72	76444,96	
7	91,08	44,9	46,1	3	100	23370	1,45	0,71	0,73	2880,289	18125,68	19111,24	
8	74,16	44,9	29,2	3	900	210330	1,18	0,71	0,46	17186,34	163131,12	68991,58	
9	59,18	30	29,2	3	750	175275	0,94	0,48	0,46	9120,721	60418,932	57492,98	
10	53,03	30	23,1	3	250	58425	0,84	0,48	0,37	2440,988	20139,644	11944,53	
11	45,54	22,5	23,1	3	1760	411312	0,72	0,36	0,37	12673,27	79752,99	84089,46	
Σ						2354250				309960,8	2133996,67	1913066,98	6404236,4

Приложение Б

Приложение Б1- Результаты расчётов потерей электроэнергии трансформатора ТРДЦН-125000/110/10/10

i	S _{вi} , MVA	S _{н1i} , MVA	S _{н2i} , MVA	n _i	T _i , ч	W _{хi} , кВт·ч	Кзв	Кзн1	Кзн2	W _{кв} , кВт·ч	W _{кн1} , кВт·ч	W _{кн2} , кВт·ч	ΣW _{пс} , кВт·ч
1	151,8	74,9	76,9	2	1000	268750	1,21	0,6	0,62	60486,1	349726,9	368742,9	
2	136,8	59,9	76,9	2	550	147812,5	1,09	0,48	0,62	27025,9	123103,9	202808,6	
3	129,1	59,9	69,2	2	450	120937,5	1,03	0,48	0,55	19696,2	100721,4	134406,8	
4	121,4	59,9	61,5	2	550	147812,5	0,97	0,48	0,49	21291,1	123103,9	129797,5	
5	106,1	59,9	46,1	2	2050	550937,5	0,85	0,48	0,37	60528,7	457841,7	272232,3	
6	106,1	59,9	46,1	2	400	107500	0,85	0,48	0,37	11810,5	89530,1	53198,98	
7	91,08	44,9	46,1	2	100	26875	0,73	0,36	0,37	2177,5	12590,17	13174,74	
8	74,16	44,9	29,2	2	900	241875	0,59	0,36	0,23	12992,9	113311,5	47922,83	
9	59,18	30	29,2	2	750	201562,5	0,47	0,24	0,23	6895,26	41967,23	39944,85	
10	53,03	30	23,1	2	250	67187,5	0,42	0,24	0,18	1845,39	13989,08	8396,715	
11	45,54	22,5	23,1	2	1760	473000	0,36	0,18	0,18	9580,99	55396,75	58418,87	
Σ						2354250				234330,37	1482282,65	1328824	5399687,01

Приложение В

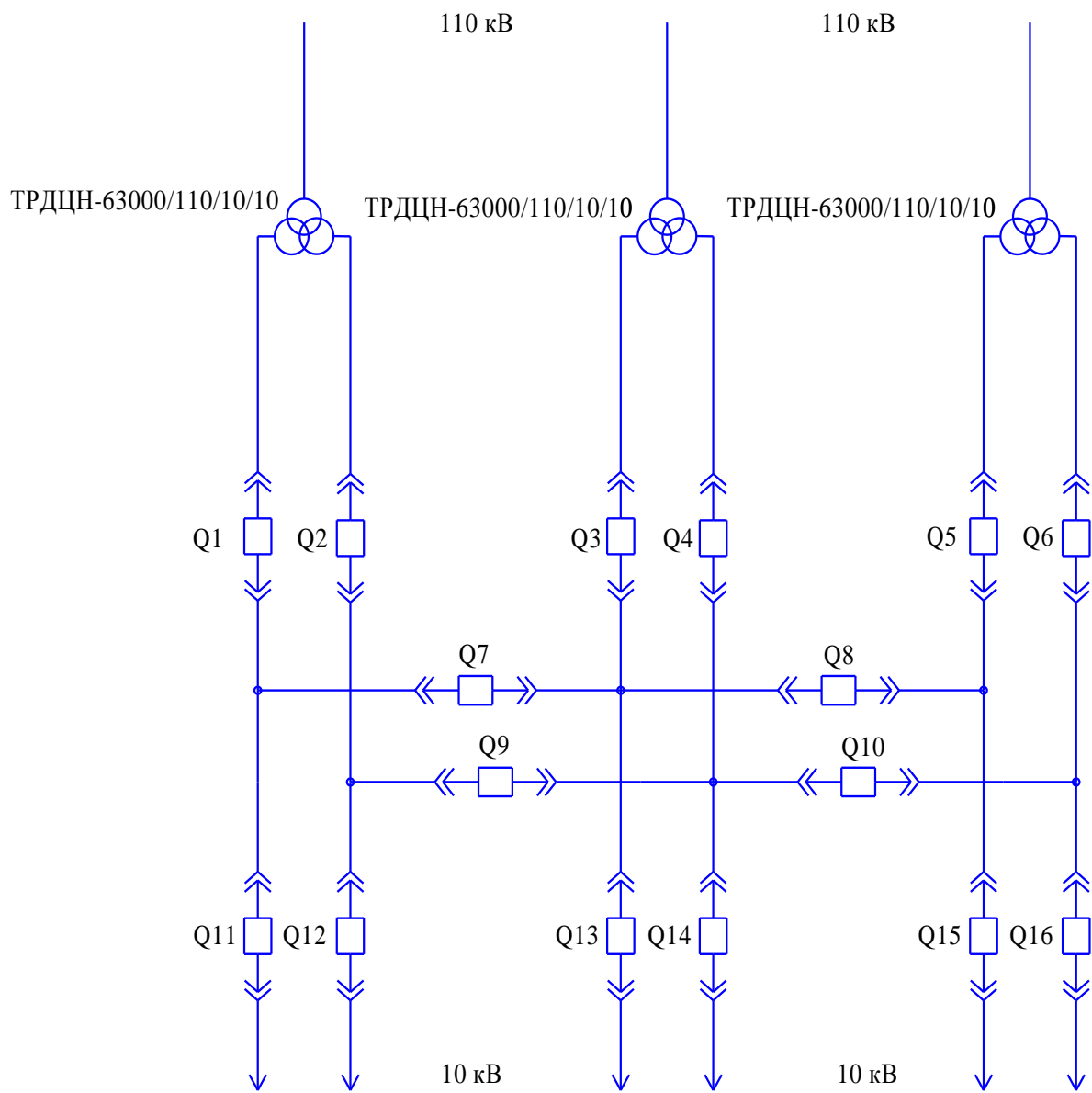


Схема тупиковой подстанции

Приложение Г

Приложение Г1- Расчёт МТЗ трансформатора с расщепленной обмоткой

№	Наименование величины	Расчетные формулы	Трансформатор 63 МВА		
			МТЗ на стороне		
			115 кВ	10,5 кВ	10,5 кВ
1	Первичный номинальный ток	$I_H = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	316,66	3468,208	3468,208
2	Кратность сверхтока нагрузки	m_{CH}	1,4	2,5	2,5
3	Коэффициент трансформации ТА	n_T	600/5= =120	2000/5= =400	2000/5= =400
4	Первичн. расчетный ток срабатывания защиты, А	МТЗ $I_{C3} = \frac{K_H \cdot m_{CH} \cdot I_H}{K_B}$ $K_H = 1,2$ $K_B = 0,95$	560	10952,2	10952,2
5	Ток установки реле, А	$i_{cp} = \frac{K_{cx} \cdot I_{C3}}{n_T}$	4,67	27,38059	27,38059
6	Коэффициенты чувствительности защиты	$K_{\psi} = \frac{I_{K \min}^{(2)}}{I_{C3}}$ $= \frac{0,87 \cdot I_{K \min}^{(3)}}{I_{C3}}$	11,3 > 1,5	0,94 < 1,5	0,94 < 1,5
7	Расчёт уставки реле вольтметровой блокировки МТЗ				
8	Коэффициент трансформации TV	n_V	-	10000/100	10000/100
9	Номинальное остаточное напряжение при самозапуске, В	Vmin	-	0,7 · 10000 = =7000	0,7 · 10000 = =7000
10	Напряжение уставки рел, В	$V_{cp} = \frac{V_{min}}{(k_B \cdot k_H \cdot n_V)}$ k _B =1,02 k _H =1,25	-	$\frac{7000}{1,02 \cdot 1,25 \cdot 100} =$ =54,9	$\frac{7000}{1,02 \cdot 1,25 \cdot 100} =$ =54,9

Приложение Д

Приложение Д1- Расчет МТЗ на секционных выключателях

№	Наименование величины	Расчетная формула	$S_{Т.Н} = 63 \text{ MVA}$	
			10,5 кВ	10,5 кВ
1	Коэффициент трансформации ТА	n_T	1500/5	1500/5
2	Первичный расчетный ток срабатывания защиты на вводе 10 кВ силового трансформатора, А	I_{C3} - защита ввода от трансформатора	10952,2	10952,2
3	Первичный расчетный ток срабатывания защиты секционного выключателя по условию согласования с защитой трансформатора, А	$I_{C3} = K_C \cdot I_{C3}$ $K_C = 0,85$	$0,85 \cdot 10952,2 =$ $= 9309,4$	$0,85 \cdot 10952,2 =$ $= 9309,4$
4	Ток уставки реле	$I_{c.p.} = \kappa_{cx} \cdot I_{C3} / n_T$	$\frac{1 \cdot 9309,4}{300} = 31,03$	$\frac{1 \cdot 9309,4}{300} = 31,03$
5	Чувствительность защиты	$K_{\eta} = \frac{I_{K \min}^{(2)}}{I_{C3}}$	$\frac{0,87 \cdot 11785}{9309,4} =$ $= 1,1 < 1,5$	$\frac{0,87 \cdot 11785}{9309,4} =$ $= 1,1 < 1,5$
6	Расчёт уставки реле вольтметровой блокировки МТЗ			
7	Коэффициент трансформации TV	n_V	10000/100	10000/100
8	Номинальное остаточное напряжение при самозапуске, В	Vmin	$0,7 \cdot 10000 =$ $= 7000$	$0,7 \cdot 10000 =$ $= 7000$
9	Напряжение уставки рел, В	$V_{cp} =$ $= \frac{V_{min}}{(k_B \cdot k_H \cdot n_V)}$ кВ=1,02 кН=1,25	$\frac{7000}{1,02 \cdot 1,25 \cdot 100} =$ $= 54,9$	$\frac{7000}{1,02 \cdot 1,25 \cdot 100} =$ $= 54,9$

Приложение Е

Приложение Е1- Выбор трансформатор с.н с учетом состава мощности

№ п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность $P_{с.н.}$, кВт, при установленной мощности трансформаторов ПС
		3 x 63 МВА
1	Электродвигатели охлаждения трансформаторов	88,8
2	Обогрев КРУ	5
3	Отопление релейного шкафа	5
Отопление, освещение, вентиляция		
4	ЗРУ 10 кВ, совмещенное с ОПУ	25
5	Помещение разъездного персонала	22
6	ОРУ 110 кВ	6,0
7	Отопление, освещение	15
8	Зарядно-подзарядные агрегаты	23
Итого		169,3 кВт
С учетом коэффициента загрузки $K_3=0,7$		
Всего		118,51 кВт
Всего на 3 ТСН		39,50333 кВт

Приложение Ж

Приложение Ж1- Перечень установленных измерительных приборов на подстанции

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов
ТРДЦН – 63000/110/10/10	НН	Амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной и реактивной энергии
Сборные шины 10 кВ	На каждой секции	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений
Секционный выключатель		Амперметр
Трансформатор собственных нужд	НН	Амперметр, расчетный счетчик активной энергии