

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

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование направления подготовки)

Электроснабжение  
(направленность (профиль))

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ  
«Кош-Агачская»

Студент

Д.С. Житкин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

## АННОТАЦИЯ

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы разработан проект реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Кош-Агачская». Определена текущая нагрузка подстанции по годовым упорядоченным графикам активной и полной мощности. В результате анализа графиков мощности принято решение о замене силовых трансформаторов мощностью 16 МВА на более мощные. Согласно расчетной мощности силового трансформатора выбрано два варианта: 1- с двумя силовыми трансформаторами 25 МВА 2 – с двумя силовыми трансформаторами 40 МВА. Представленный расчет технико-экономических показателей показал, что на подстанции необходимо принять к установке два силовых трансформатора мощностью 25 МВА. Для выбора оборудования подстанции и расчета устройств релейной защиты выполнен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания. Выполнен расчет системы собственных нужд и выбран оперативный ток на подстанции. Для защиты силовых трансформаторов на подстанции предлагается использовать современные микропроцессорные блоки релейной защиты и выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силовых трансформаторов. Выполнен расчет системы заземления и молниезащиты подстанции обеспечивающий требуемый уровень защиты и надежности.

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе выполнена на 57 страницах формата А4, содержит 8 рисунков и 17 таблиц. Графическая часть выпускной квалификационной работы представлена на 6 листах формата А1.

## **ABSTRACT**

The title of bachelors thesis is: “Retrofit of substation Kosh-Achagskaya with a voltage classes 110 kV and 10 kV.

The goal of the work is the substation install capacity increasing by replacing all electrical equipment with a modern one.

To reach the goal of the work highlighted three main problems were solved in the work.

The first problem was to analyze the equipment of substation and find out the way of retrofit. To solve this problem, in the first part of the work the electrical loads were calculated. According to this calculations the maximal capacity was found out. This capacity level was used in the second part of bachelors thesis were the short circuit currents were calculated and all high voltage electrical equipment were chosen.

The last part of bachelors thesis is about substation sustainability. The modern digital relay protection system was chosen and its triggers were calculated for power transformer protecting. Also the lightning system a substation grounding system were designed in the thirds part of the work.

All the equipment that were used in the work are modern and are recommended for using in a real projects of substation retrofit that’s why the work has a practical interest.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1. Характеристика объекта выпускной квалификационной работы .....	8
1.1 Описание объекта выпускной квалификационной работы .....	8
1.2 Определение текущей загрузки подстанции .....	9
1.3 Выводы по разделу 1 .....	11
2 Выбор силовых трансформаторов подстанции .....	12
2.1 Определение номинальной мощности силового трансформатора .....	12
2.2 Базовый вариант установки силовых трансформаторов .....	13
2.3 Определение технико-экономических показателей альтернативного варианта установки силового трансформатора .....	19
2.4 Выбор трансформатора подстанции .....	22
2.5 Выводы по разделу 2 .....	22
3 Расчет токов короткого замыкания .....	23
3.1 Расчет симметричных ТКЗ .....	23
3.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания (НТКЗ) .....	26
3.3 выводы по разделу 3 .....	29
4 Выбор оборудования .....	30
4.1 Выбор выключателя 110 кВ .....	30
4.2 Выбор выключателя 10 кВ .....	31
4.3 Выбор разъединителей .....	31
4.4 Выбор трансформатора тока 110 кВ .....	32
4.5 Выбор трансформатора тока 10 кВ .....	33
4.6 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ .....	35
4.7 Выбор гибких шин .....	36
4.8 Выводы по разделу 4 .....	37
5 Релейная защита .....	38
5.1 Расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора .....	38
5.2 Выводы по разделу 5 .....	42
6 Выбор оперативного тока подстанции .....	43

6.1 Характеристика системы оперативного тока подстанции.....	43
6.2 Выводы по разделу 6 .....	43
7 Собственные нужды подстанции .....	44
7.1 Мощность системы собственных нужд подстанции .....	44
7.2 Выводы по разделу 7 .....	45
8 Заземление подстанции .....	46
8.1 Расчет системы заземления подстанции.....	46
8.2 выводы по разделу 8 .....	47
9 Молниезащита подстанции .....	48
9.1 Расчет молниезащиты.....	48
8.2 Выводы по разделу 8 .....	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	49
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	51

## ВВЕДЕНИЕ

С развитием современного общества и технологий происходит постоянный рост электропотребления и соответственно нагрузок в электроэнергетической системе. Все нагрузки потребителей ложатся на объекты электроэнергетического комплекса: электрические станции, трансформаторные подстанции, распределительные и магистральные сети. Поддержание устойчивой работы электроэнергетической системы основано на соблюдении баланса активной мощности, этим обусловлено то, что энергосистема должна развиваться с опережающими темпами. Ввод новых генерирующих мощностей должен сопровождаться строительством новых и модернизацией существующих подстанций. Учитывая, что большинство подстанций строилось больше 30 лет назад, поэтому эти подстанции уже исчерпали свой срок службы.

Своевременная реконструкция подстанций позволит повысить не только надежность и качество электроснабжения потребителей питаемого района, но и позволит выполнить подключение новых потребителей, что в свою очередь благополучно скажется на развитии региона. Поэтому вопрос реконструкции подстанций с повышением установленной мощности является актуальным.

При проектировании подстанций необходимо принимать во внимание все технические особенности оборудования и использовать новейшие достижения науки и техники. Это позволит продлить срок службы оборудования подстанции и повысить качество электроснабжения за счет снижения периодов отключения потребителей из-за ремонтных или оперативных переключений.

Кроме, того подстанции должны проектироваться по унифицированным техническим решениям и обеспечивать доступность и простоту обслуживания оборудования персоналом распределительных сетей. Простота обслуживания и наглядность электрической схемы подстанции позволит снизить риск неправильных переключений способных нанести вред оборудованию и персоналу подстанции.

Выбор оборудования и технических средств должен соответствовать требованиям стандартов и нормативных документов. [21]-[24].

Целью выпускной квалификационной работы является повышение трансформаторной мощности подстанции для подключения новых потребителей и повышения качества и надежности электроснабжения уже подключенных потребителей.

При проектировании электрической части понизительной подстанции необходимо использовать только современные виды высоковольтного и электротехнического оборудования, а также современные методики выбора и инженерного проектирования.

## 1. Характеристика объекта выпускной квалификационной работы

### 1.1 Описание объекта выпускной квалификационной работы

Подстанция «Кош-Агачская» входит в филиал "Горно-Алтайские электрические сети", входящий в филиал Россети Сибирь (ПАО "МРСК Сибири"). Подстанция размещена вблизи села Кош-Агач расположенного в Республике Алтай и являющийся административным центром Кош-Агачского района. Введена подстанция была в 1994 году. Необходимость реконструкции подстанции связана с высокой нагрузкой трансформаторов установленных на ПС в настоящее время. Сейчас на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 16 МВА.



Рисунок 1 – Расположение подстанции «Кош-Агачская»

Главная электрическая схема подстанции представлена на рисунке 2. Схема ОРУ представляет собой схему 110-4Н, с выключателями в цепях трансформатора и разъединителями в цепях линии, между линиями выполнена неавтоматическая ремонтная перемычка.



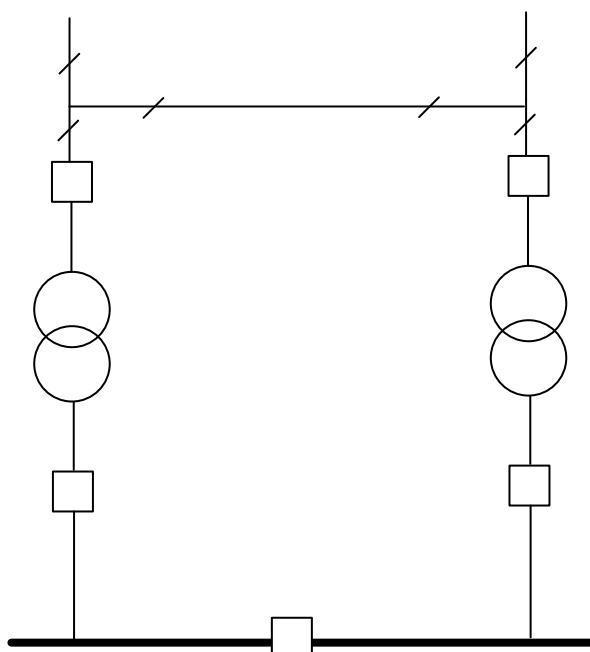


Рисунок 2 – Главная электрическая схема подстанции

На стороне 10 кВ схема выполнена как одна секционированная система шин в секционном выключателе с подключением к ячейкам 10 кВ кабельных вводов для питания потребителей.

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 16 МВА.

## 1.2 Определение текущей загрузки подстанции

По данным замеров, мощности подстанции «Промышленная» загрузка трансформаторов составляет 95% от установленной мощности. Максимальная мощность подстанции  $S_{ПС}^{макс} = 30,4 \text{ МВА}$ . Для сетей 110 кВ, коэффициент мощности с условиями компенсации реактивной мощности должен находиться в пределах 0,95, следовательно, максимальная активная мощность определим, как:

$$P_{ПС}^{макс} = S_{ПС}^{макс} \cdot \cos \varphi = 30,4 \cdot 0,95 = 28,8 \text{ МВт} .$$

Построим графики полной и активной мощности для подстанции 110/10 кВ. На рисунке 3 представлен график полной мощности подстанции, а на рисунке 4 упорядоченный годовой график активной мощности.

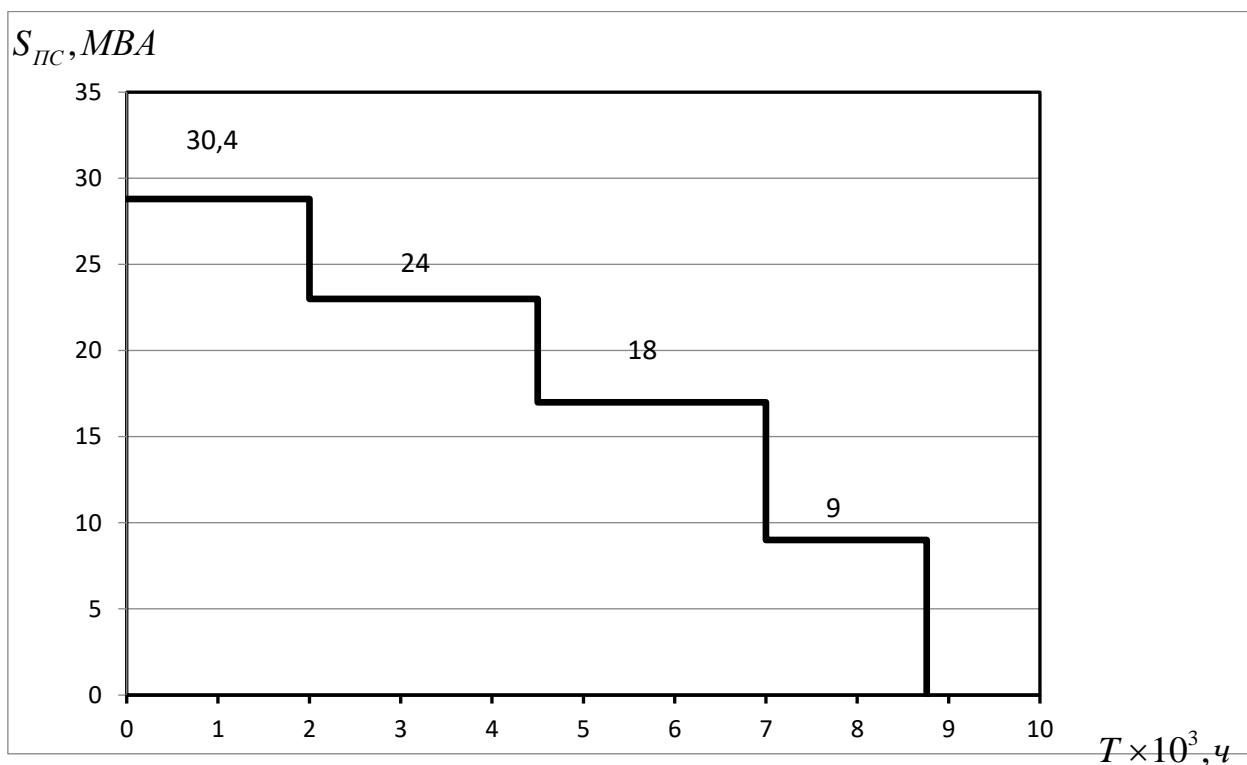


Рисунок 3 – Упорядоченный годовой график полной мощности подстанции

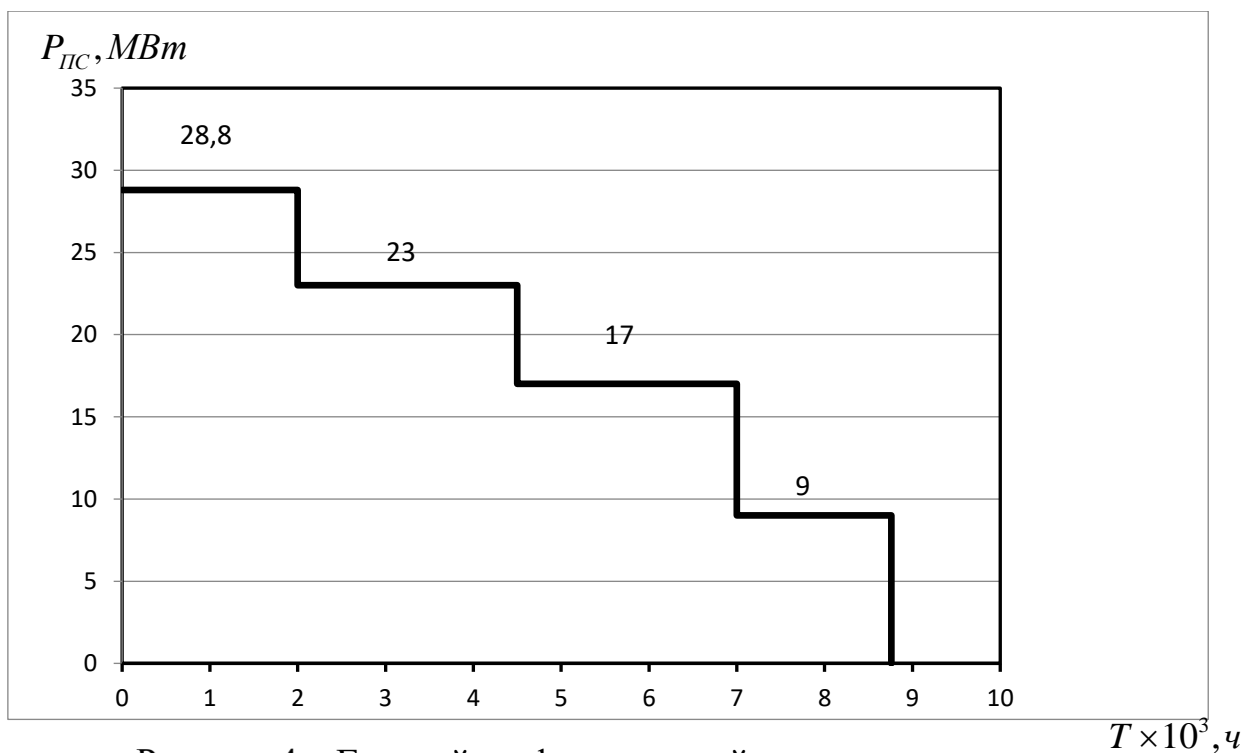


Рисунок 4 – Годовой график активной мощности подстанции

Потребляемая энергия по всей подстанции:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n P_{in} \cdot t_i,$$

где  $P_{in}$  - значение активной мощности на каждой ступени годового графика активной мощности подстанции (значения подписаны для каждой ступени на рисунке 4), МВт;  $t_i$  - длительность каждой ступени годового графика активной мощности подстанции, ч.

Для значений представленных на рисунке 4:

$$W_{ПС} = 28,8 \cdot 2 + 23 \cdot 2,5 + 17 \cdot 2,5 + 9 \cdot 1,76 = 173,44 \text{ (МВт}\cdot\text{ч)}.$$

Определим параметры годового графика подстанции. Число часов максимальной работы:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{ПС}^{max}} = \frac{173,44}{28,8} = 6,02 \cdot 10^3 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения годового графика:

$$k_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6020}{8760} = 0,69 \text{ ч.}$$

### 1.3 Выводы по разделу 1

1. Представлена характеристика объекта реконструкции.
2. Определена текущая загрузка силовых трансформаторов и построены годовые упорядоченные графики полной и активной мощности.

## 2 Выбор силовых трансформаторов подстанции

Выбор силовых трансформаторов является определяющим для последующих расчетов. Для выбора силовых трансформаторов будет выполнен выбор необходимой мощности трансформатора, а затем выбраны два варианта установки силовых трансформаторов, которые будут сравниваться по значению приведенных затрат. Вариант с наименьшими приведенными затратами считается оптимальным.

### 2.1 Определение номинальной мощности силового трансформатора

Минимально необходимая мощность силового трансформатора:

$$S_{номТ} \geq \frac{S_{ПС}^{макс} \cdot K_{1-2}}{k_{пер} (n - 1)}, \quad (2.1)$$

где  $S_{ПС}^{макс}$  - полная максимальная расчетная мощность подстанции, принята равной 30,4 МВА;

$K_{1-2}$  - коэффициент участия потребителей I и II категории надежности, примем равным 0,85;

$k_{пер}$  - коэффициент перегрузки, для двухтрансформаторной подстанции примем равным  $k_{пер} = 1,4$ ;

$n$  - число трансформаторов на подстанции, примем равным 2.

Мощность силового трансформатора на ПС должна удовлетворять условию:

$$S_{номТ} \geq \frac{30,4 \cdot 0,85}{1,4(2 - 1)},$$
$$S_{номТ} \geq 18,5 \text{ (МВА)}.$$

Мощность силового трансформатора (СТ) на подстанции должна быть больше либо равна 18,5 МВА. Стандартная таблица мощностей СТ позволяет выбрать ближайшие СТ с большей мощностью. Выбираем в качестве базового варианта установку двух силовых трансформаторов мощностью 25 МВА, а в качестве альтернативного варианта два силовых трансформатора мощностью 40 МВА.

## 2.2 Базовый вариант установки силовых трансформаторов

Согласно справочных и каталожных данных производителей силовых трансформаторов выберем СТ марки ТРДН 25000/110/10 кВ. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 1.

Выполним расчет потерь электрической энергии в СТ. Для этого выполним расчет приведенных потерь мощности в силовом трансформаторе марки ТРДН 25000/110/10 кВ.

Таблица 1 – Паспортные данные трансформатора ТРДН 25000/110/10

Тип силового трансформатора	S <sub>ном</sub> , кВА	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>НН1</sub> , кВ	U <sub>НН2</sub> , кВ	u <sub>кз</sub> , %	P <sub>кз</sub> , кВт	P <sub>хх</sub> , кВт	i <sub>хх</sub> , %
ТРДН	25000	115	10,5	10,5	10,5	120	25	0,65

Методика расчета потерь мощности, представленная в [20] включает в себя следующие этапы.

- 1) Определение коэффициента загрузки обмоток. Для обмотки ВН – 110 кВ

$$k_{з.ВН} = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}}, \quad (2.2)$$

Для обмотки НН1 – 10 кВ:

$$k_{з.НН1} = \frac{S_{НН1}^{макс}}{S_{номТ}}, \quad (2.3)$$

Для обмотки НН2 – 10 кВ:

$$k_{3,НН2} = \frac{S_{НН2}^{макс}}{S_{номТ}}, \quad (2.4)$$

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода определяются из выражения, квар:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.5)$$

Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания. Для обмотки ВН – 110 кВ:

$$Q_{кВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.6)$$

Для обмотки НН1 и НН2 – 10 кВ:

$$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.7)$$

Величина напряжения короткого замыкания для каждой обмотки определяется из паспортного значения напряжения короткого замыкания.

Для обмотки ВН – 110 кВ:

$$U_{кВН} = 0,125 \cdot u_{кВН-НН}, \quad (2.8)$$

Для обмоток НН1 и НН2 – 10 кВ:

$$U_{кНН} = U_{кНН1} = U_{кНН2} = 0,175 \cdot u_{кВН-НН}, \quad (2.9)$$

Нагрузочные потери в СТ в режиме короткого замыкания. Определяются для каждой обмотки.

Для обмотки ВН – 110 кВ:

$$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{un} \cdot Q_{кВН}, \quad (2.10)$$

Для обмотки НН1 – 10 кВ:

$$P'_{кНН1} = P_{кНН1} + k_{un} \cdot Q_{кНН1}, \quad (2.11)$$

Для обмотки НН2 – 10 кВ:

$$P'_{кНН2} = P_{кНН2} + k_{un} \cdot Q_{кНН2}, \quad (2.12)$$

Потери активной мощности короткого замыкания для всех обмоток СТ. Для обмотки ВН  $P_{кВН} = 0$ , а для обмоток НН1 и НН2  $P_{кНН} = P_{кНН1} = P_{кНН2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН}$ .

Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x, \quad (2.13)$$

Итоговое значение потерь в трансформаторе определяются:

$$P'_T = P'_x + k_{зВН}^2 \cdot P'_{кВН} + k_{зНН1}^2 \cdot P'_{кНН1} + k_{зНН2}^2 \cdot P'_{кНН2}, \quad (2.14)$$

Результаты расчета приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе согласно представленной методике (2.2-2.14) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета потерь мощности для базового варианта

Параметр	Используемое выражение	Результат расчета
1	2	3
$P'_T$ , кВт	$P'_T = P'_x + k_{зВН}^2 \cdot P'_{кВН} + k_{зНН1}^2 \cdot P'_{кНН1} + k_{зНН2}^2 \cdot P'_{кНН2}$ ,	366,55988
$k_{з.ВН}$	$k_{з.ВН} = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}}$ ,	1,152

Продолжение таблицы 2

1	2	3
$k_{3.HH1}$	$k_{3.HH1} = \frac{S_{HH1}^{макс}}{S_{НОМТ}}$ ,	0,576
$k_{3.HH2}$	$k_{3.HH2} = \frac{S_{HH2}^{макс}}{S_{НОМТ}}$ ,	0,576
$P'_x$ , кВт	$P'_x = \Delta P_x + k_{ун} \cdot Q_x$ ,	33,125
$Q_{xx}$	$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{НОМТ}$ ,	162,5
$P'_{кВН}$ , кВт	$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{ун} \cdot Q_{кВН}$ ,	16,40625
$P'_{кНН1}$	$P'_{кНН1} = P_{кНН1} + k_{ун} \cdot Q_{кНН1}$ ,	469,6875
$P'_{кНН2}$ , кВт	$P'_{кНН2} = P_{кНН2} + k_{ун} \cdot Q_{кНН2}$ ,	469,6875
$U_{кВН}$ , %	$U_{кВН} = 0,125 \cdot u_{кВН-НН}$ ,	1,3125
$U_{кНН1}$ , %	$U_{кНН} = U_{кНН1} = U_{кНН2} = 0,175 \cdot u_{кВН-НН}$ ,	18,375
$U_{кНН2}$ , %	$U_{кНН} = U_{кНН1} = U_{кНН2} = 0,175 \cdot u_{кВН-НН}$ ,	18,375
$Q_{кВН}$ , квар	$Q_{кВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot S_{НОМТ}$ ,	328,125
$Q_{кНН1}$ , квар	$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{НОМТ}$ ,	4593,75
$Q_{кНН2}$ , квар	$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{НОМТ}$ ,	4593,75



Потери электрической энергии в силовом трансформаторе определяются по методике, представленной в [20] и по данным годового графика активной мощности представленном на рисунке 4.

Величина потерь электрической энергии на подстанции:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (2.15)$$

Значение величины  $\Delta W_{ПС}$  складывается из:

- потерь электрической энергии на холостом ходу:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i, \quad (2.16)$$

- потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания, которое определяется для каждой обмотки СТ

Для обмотки ВН – 110 кВ:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кВН} \cdot k_{3ВНi}^2 \cdot T_i, \quad (2.17)$$

Для обмотки НН1 – 110 кВ:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН1} \cdot k_{3НН1i}^2 \cdot T_i \quad (2.18)$$

Для обмотки НН2 – 110 кВ:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН2} \cdot k_{3НН2i}^2 \cdot T_i \quad (2.19)$$

Расчет выполняется для каждой ступени годового графика нагрузки подстанции,  $i$ -номер ступени годового графика нагрузок.

Для удобства выполнения расчетов составим таблицу 3 куда занесем все выполненные расчеты.

Таблица 3 – Определение потерь на подстанции для базового варианта

$i$ , № ступени графика	$S_i$ , кВ А	$S_{iНН1}$	$S_{iНН2}$	$n$	$t_i$	$\Delta P_{XX}$	$k_{зВН}$	$k_{зНН1}$	$k_{зНН2}$	$\Delta W_{КiВН}$	$\Delta W_{КiНН1}$	$\Delta W_{КiНН2}$
1	30400	15200	15200	2	1000	66250	1,9	0,608	0,608	29613,28	3032,4	3032,4
2	24320	12160	12160	2	2000	650000	1,52	0,4864	0,4864	37905	3881,472	3881,472
3	18240	9120	9120	2	750	24609,38	1,14	0,3648	0,3648	7995,586	818,748	818,748
4	10640	5320	5320	2	600	563625	0,665	0,2128	0,2128	2176,576	222,8814	222,8814
					4350	1304484				77690,44	7955,501	7955,501
					<b>Итого</b>	<b>1398086</b>						

Стоимость 1 кВ·ч электрической энергии:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (2.20)$$

$$C_э = \frac{640}{5986} + 1,14 = 1,25 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость 1 кВт·ч потерь электрической энергии.

$$I_э = C_э \cdot \Delta W_{ПС}, \quad (2.21)$$

$$I_э = 1,25 \cdot 1398086 = 1742452 \text{ руб}.$$

Величина годовых отчислений для базового варианта:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (2.22)$$

Для силового оборудования напряжением 110 кВ суммарный коэффициент отчислений ( $p_{\text{сум}}$ ) может быть принят равным 0,094.

Величина приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_o + I_{\text{э}}, \quad (2.23)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент дисконтирования, принят равным 0,15;

$K$  – стоимость силовых трансформаторов. Стоимость СТ марки ТРДН 25000/110/10/10.

Расчеты по выражениям (2.20)-(2.23) сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета для базового варианта

Параметр	Выражение для определения	Расчетное значение	Ед.измерения
1	2	3	4
Годовые отчисления	(2.22)	1786000	руб
Капитальные затраты на оборудования ПС	-	19000000	руб
Стоимость годовых потерь электроэнергии	(2.21)	1742451,545	руб
Стоимость одного кВт·ч	(2.20)	1,249066	руб/кВтч
Приведенные затраты	(2.23)	<b>9228451,545</b>	руб

### 2.3 Определение технико-экономических показателей альтернативного варианта установки силового трансформатора

Для альтернативного варианта установки СТ по справочным и каталожным данным выберем силовой трансформатор марки ТРДН 40000/110/10/10. Паспортные данные выбранного СТ представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Паспортные данные ТРДН 40000/110/10/10

Тип силового трансформатора	$S_{ном}$ , кВА	$U_{ВН}$ , кВ	$U_{НН1}$ , кВ	$U_{НН2}$ , кВ	$u_{кз}$ , %	$P_{кз}$ , кВт	$P_{хх}$ , кВт	$i_{хх}$ , %
ТРДН	40000	115	10,50	10,5	10,5	170	34	0,55

Расчет для альтернативного варианта выполняется аналогично расчету базового варианта по методике, представленной в [20] и по выражениям (2.2-2.14). Результаты расчета представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета потерь мощности силового трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения

Параметр	Формула для определения параметра	Результат расчета
1	2	3
$P'_T$ , кВт	$P'_T = P'_x + k_{3ВН}^2 \cdot P'_{кВН} + k_{3НН1}^2 \cdot P'_{кНН1} + k_{3НН2}^2 \cdot P'_{кНН2}$ ,	263,22048
$k_{3ВН}$	$k_{3ВН} = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}}$ ,	1,152
$k_{3НН1}$	$k_{3НН1} = \frac{S_{НН1}^{макс}}{S_{номТ}}$ ,	0,36
$k_{3НН2}$	$k_{3НН2} = \frac{S_{НН2}^{макс}}{S_{номТ}}$ ,	0,36
$P'_x$ , кВт	$P'_x = \Delta P_x + k_{ун} \cdot Q_x$ ,	45
$Q_{хх}$	$Q_{хх} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ}$ ,	220
$P'_{кВН}$ , кВт	$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{ун} \cdot Q_{кВН}$ ,	26,25
$P'_{кНН1}$	$P'_{кНН1} = P_{кНН1} + k_{ун} \cdot Q_{кНН1}$ ,	707,5
$P'_{кНН2}$ , кВт	$P'_{кНН2} = P_{кНН2} + k_{ун} \cdot Q_{кНН2}$ ,	707,5
$U_{кВН}$ , %	$U_{кВН} = 0,125 \cdot u_{кВН-НН}$ ,	1,3125

Продолжение таблицы 6

1	2	3
$U_{кНН1}, \%$	$U_{кНН} = U_{кНН1} = U_{кНН2} = 0,175 \cdot u_{кВН-НН},$	18,375
$U_{кНН2}, \%$	$U_{кНН} = U_{кНН1} = U_{кНН2} = 0,175 \cdot u_{кВН-НН},$	18,375
$Q_{кВН}, \text{квар}$	$Q_{кВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot S_{ном Т},$	525
$Q_{кНН1}, \text{квар}$	$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{ном Т},$	7350
$Q_{кНН2}, \text{квар}$	$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{ном Т},$	7350

Значения потерь электрической энергии выполняется по методике, представленной в [20] и по выражениям (2.15-2.19), результаты представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет потерь электрической энергии в трансформаторе альтернативного варианта

$i, \text{№ ступен и графика}$	$S_i, \text{кВА}$	$S_{iНН1}$	$S_{iНН2}$	$n \text{ С Т}$	$t_i$	$\Delta P_{xx}$	$k_{зВН}$	$k_{зНН1}$	$k_{зНН2}$	$\Delta W_{кВН}$	$\Delta W_{кНН1}$	$\Delta W_{кНН2}$
1	3040 0	1520 0	1520 0	2	1000	90000	1,9	0,38	0,38	47381,2 5	1895,25	1895,25
2	2432 0	1216 0	1216 0	2	2000	880000	1,52	0,30 4	0,30 4	60648	2425,92	2425,92
3	1824 0	9120	9120	2	750	39375	1,14	0,22 8	0,22 8	12792,9 4	511,717 5	511,717 5
4	1064 0	5320	5320	2	600	849000	0,66 5	0,13 3	0,13 3	3482,52 2	139,300 9	139,300 9
						185837 5				124304, 7	4972,18 8	4972,18 8
					<b>Ито г</b>	<b>199262 4</b>						

Стоимость потерь и затрат на оборудование альтернативного варианта выполняется аналогично п.2.2 ВКР по методике, представленной в [20] и по выражениям (2.20-2.23), результаты расчета представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета затрат на альтернативный вариант

Параметр	Выражение для определения	Расчетное значение	Ед.измерения
1	2	3	4
Годовые отчисления	(2.22)	2820000	руб
Капитальные затраты на оборудования ПС	-	30000000	руб
Стоимость годовых потерь электроэнергии	(2.21)	2483431,893	руб
Стоимость одного кВт·ч	(2.20)	1,249066	руб/кВтч
Приведенные затраты	(2.23)	<b>14303431,89</b>	руб

#### 2.4 Выбор трансформатора подстанции

Выполним сравнительный анализ значений приведенных затрат для базового и альтернативного вариантов. Условием выбора варианта СТ будет величина наименьших приведенных затрат. Приведенные затраты для базового варианта с установкой на подстанции двух СТ марки ТРДН 25000/110/10/10 кВ составили 9 228 451,545 руб. Приведенные затраты для альтернативного варианта с установкой на подстанции двух СТ марки ТРДН 40000/110/10 составили 14 303 431,89 рублей.

Условие выбора варианта:

$$Z_{пр(базовый)} = 9\,228\,451,545 < 14\,303\,431,89 = Z_{пр(альтернативный)}$$

Исходя из проведенного сравнения выбираем вариант с установкой двух трансформаторов марки ТРДН 25000/110/10/10 кВ.

#### 2.5 Выводы по разделу 2

1. Определен перечень силовых трансформаторов, которые могут быть установлены на подстанции после реконструкции.

2. Для установки, после технико-экономического расчета принято два трансформатора марки ТРДН 25000/110/10/10 кВ.

### 3 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора оборудования подстанции и для расчета параметров и уставок релейной защиты подстанции необходимо выполнить расчет уровней токов короткого замыкания.

#### 3.1 Расчет симметричных ТКЗ

Симметричными токами короткого замыкания (СТКЗ) являются трехфазные токи, величина трехфазного тока короткого замыкания для сетей 110/10 кВ является определяющей при выборе оборудования. Для расчета СТКЗ составим схему – рисунок 3.1

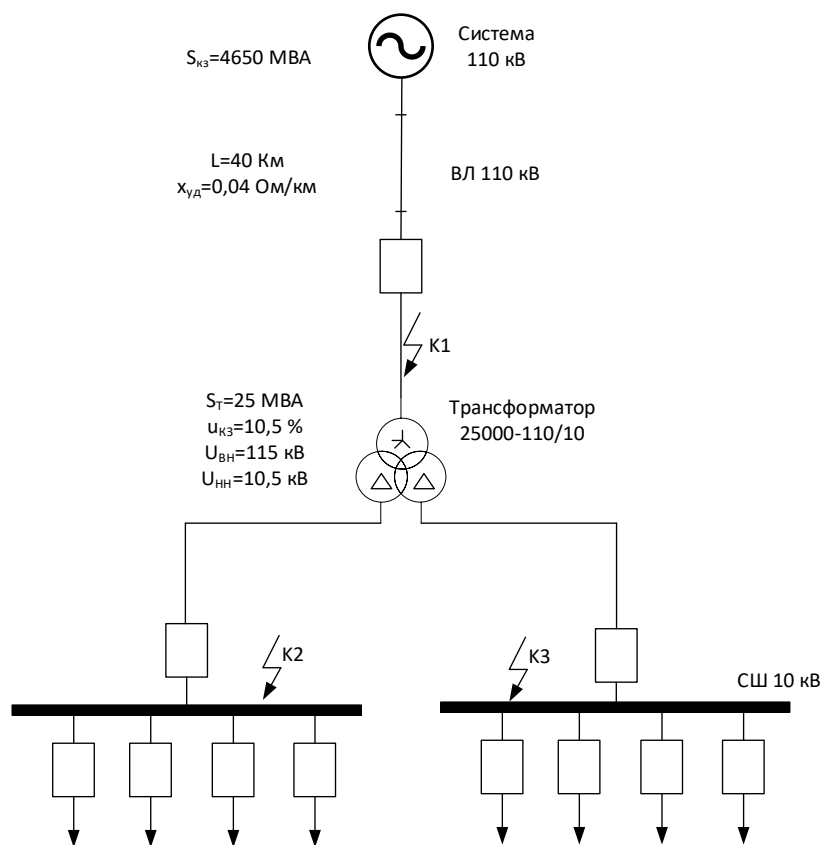


Рисунок 5 – Схема для расчета СТКЗ

По схеме на рисунке 5 составим схему замещения, представленную на рисунке 6а. Для расчета тока короткого замыкания определены три точки: К1,

K2 и K3. Выполним расчет СТКЗ для каждой расчетной точки. Для этого необходимо определить параметры схемы замещения (рисунок 6а)

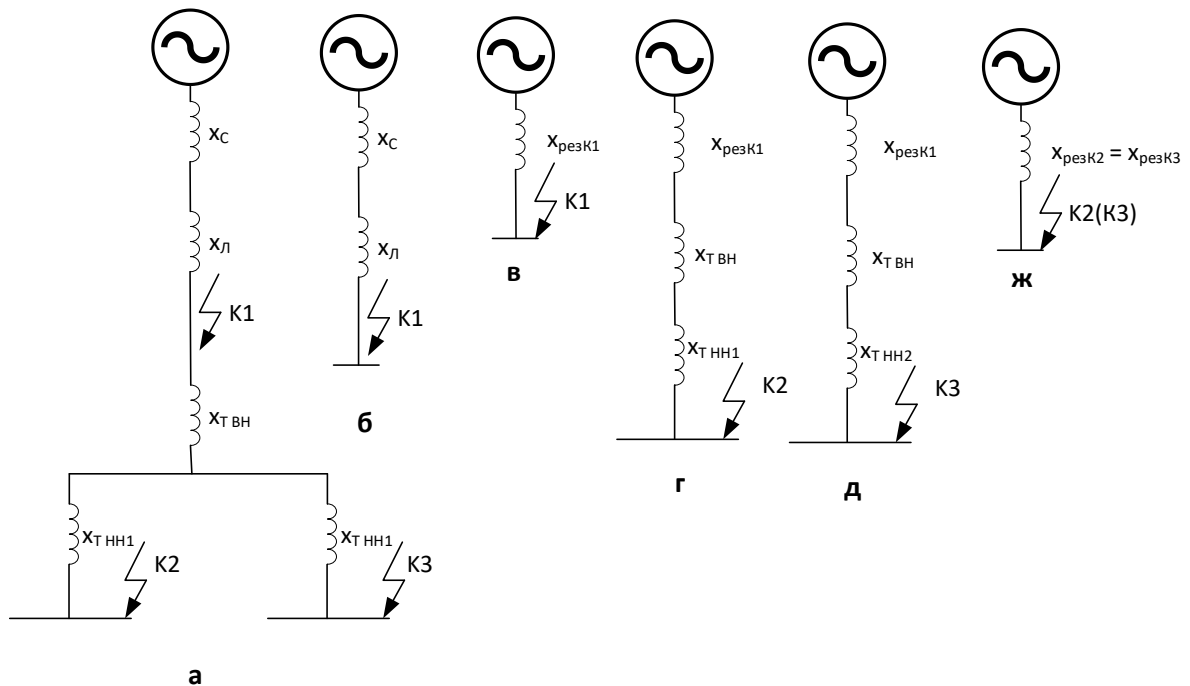


Рисунок 6 – Схема замещения

Расчет параметров схемы замещения.

Индуктивное сопротивление системы определяется по выражению:

$$x_{*c} = \frac{S_{\bar{0}}}{S_K} \quad (3.1)$$

$$x_{*c} = \frac{1000}{4650} = 0,215$$

Индуктивное сопротивление ЛЭП:

$$x_{*л} = x_{y\bar{0}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{cp.n}^2} \quad (3.2)$$

$$x_{*л} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,21$$

Сопротивление до расчетной точки K1:

$$x_{*резK1} = x_{*c} + x_{*л} \quad (3.3)$$

$$x_{*резK1} = 0,215 + 1,21 = 1,425$$



Базисный ток в точке К1:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.n}} \quad (3.4)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая ТКЗ:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E_{*\bar{o}}''}{x_{*рез K1}} \cdot I_{\bar{o}} \quad (3.5)$$

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{1}{1,425} \cdot 5,02 = 3,523 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$i_{y\bar{o}} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{y\bar{o}} \quad (3.6)$$

$$i_{y\bar{o}} = \sqrt{2} \cdot 3,523 \cdot 1,8 = 8,969 \text{ кА}$$

Для расчета СТКЗ в точках К2 и К3 схема замещения имеет вид показанный на рисунке бг, т.е. добавляется индуктивное сопротивление трансформатора (обмотки ВН и обмотки НН1)

Параметры схемы замещения для силового трансформатора

$$x_{*T BH} = \frac{U_{кBH}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номT}} \quad (3.7)$$

$$x_{*T BH} = \frac{1,3}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,52$$

$$x_{*T HH} = x_{*T HH1} = x_{*T HH2} = \frac{U_{кHH}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номT}} \quad (3.8)$$

$$x_{*T HH} = x_{*T HH1} = x_{*T HH2} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35$$

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{*рез K2} = x_{*рез K1} + x_{*T BH} + x_{*T HH} \quad (3.9)$$

$$x_{*рез K2} = 1,425 + 0,52 + 7,35 = 9,295$$

Базисный ток в точке К2:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.n}} \quad (3.10)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая ТКЗ в точке К2:

$$I_{n0K2}^{(3)} = \frac{E_{*o}''}{x_{*резK2}} \cdot I_{\bar{o}} \quad (3.11)$$

$$I_{n0K2}^{(3)} = \frac{1}{9,295} \cdot 54,968 = 5,916 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К2:

$$i_{y\bar{o}} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K2}^{(3)} \cdot k_{y\bar{o}} \quad (3.12)$$

$$i_{y\bar{o}} = \sqrt{2} \cdot 5,16 \cdot 1,93 = 16,147 \text{ кА}$$

### 3.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания (НТКЗ)

Также как и для симметричных коротких замыкания составим расчетную схему для определения НТКЗ (рисунок 7)

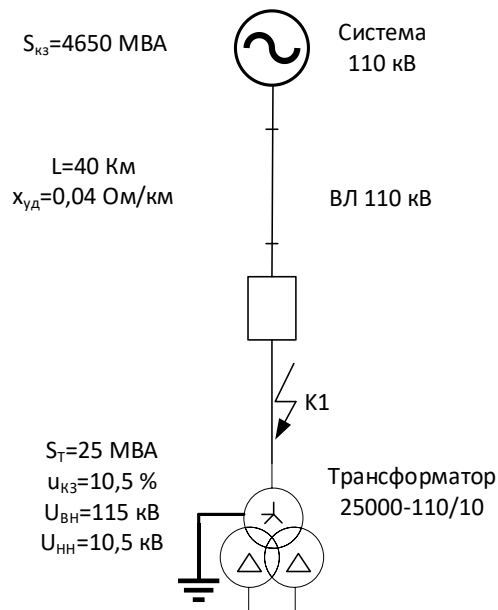


Рисунок 7 – Расчетная схема НТКЗ

Как видно из схемы (рисунок 7) расчет НТКЗ в точке К1 выполняется для однофазного, двухфазного и двухфазного на землю, так как в обмотках НН1 и НН2, соединенных в треугольник токи нулевой последовательности замыкаются. Поэтому для стороны 10 кВ расчет будет выполнен только для двухфазного НТКЗ. Для расчета НТКЗ необходимо составить три схемы замещения – прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схема прямой и обратной последовательности можно принять в данном случае эквивалентными и соответственно параметры схем замещения тоже. Для схемы нулевой последовательности необходимо определить параметры схемы замещения для всех элементов (рисунок 8).

Параметры ЛЭП:

$$x_{*0.l} = 3,5 \cdot x_{*.l} \quad (3.13)$$

$$x_{*0.l} = 3,5 \cdot 1,21 = 4,234$$

Параметры трансформатора:

$$x_{*T0} = x_{*T_{BH}} + \frac{x_{*T_{HH1}} \cdot x_{*T_{HH2}}}{x_{*T_{HH1}} + x_{*T_{HH2}}}, \quad (3.14)$$

$$x_{*T0} = x_{*T_{BH}} + \frac{x_{*T_{HH1}} \cdot x_{*T_{HH2}}}{x_{*T_{HH1}} + x_{*T_{HH2}}} = 0,52 + \frac{7,35 \cdot 7,35}{7,35 + 7,35} = 4,195,$$

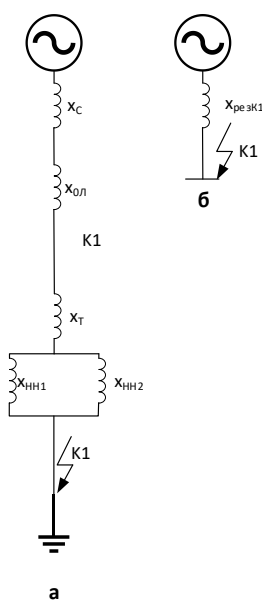


Рисунок 8 – Схема замещения нулевой последовательности

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*0\text{рез}K1} = x_{*c} + x_{*0л} + x_{*Г0} \quad (3.15)$$

$$x_{*0\text{рез}K1} = 0,215 + 4,234 + 6,563 = 4,992$$

Периодическая составляющая однофазного ТКЗ:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3I_{\bar{0}} \cdot E_{*\bar{0}}''}{2 \cdot x_{*\text{рез}K1} + x_{*0\text{рез}K1}} \quad (3.16)$$

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 8,644 + 4,992} = 1,31 \text{ кА}$$

Ударный однофазный ТКЗ в точке К1:

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\partial} \quad (3.17)$$

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,31 \cdot 1,8 = 3,336$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ на землю:

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3I_{\bar{0}} \cdot E_{*\bar{0}}''}{x_{*\text{рез}K1} + 2 \cdot x_{*0\text{рез}K1}} \quad (3.18)$$

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{1,425 + 2 \cdot 8,644} = 0,805 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точке К2 на землю:

$$i_{y\partial}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\partial} \quad (3.19)$$

$$i_{y\partial}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 0,805 \cdot 1,8 = 2,049$$

Периодическая составляющая двухфазного тока КЗ :

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{0}} \cdot E_{*\bar{0}}''}{2 \cdot x_{*\text{рез}K1}} \quad (3.20)$$

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 1,425} = 3,051 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точке К1:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\partial} \quad (3.21)$$

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,051 \cdot 1,8 = 7,767$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ в точке К2:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\sigma} \cdot E''_{*6}}{2 \cdot x_{*резК1}} \quad (3.22)$$

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 54,98 \cdot 1}{2 \cdot 9,295} = 5,123 \text{ кА}$$

Ударный двухфазный ТКЗ в точке К2:

$$i_{y\sigma}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0К1}^{(2)} \cdot k_{y\sigma} \quad (3.23)$$

$$i_{y\sigma}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 5,123 \cdot 1,93 = 13,983 \text{ кА}.$$

### 3.3 выводы по разделу 3

1. Составлена схема для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания.
2. Составлены схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания.
3. Выполнен расчет симметричных – трехфазных токов короткого замыкания на подстанции после замены силовых трансформаторов.
4. Выполнен расчет несимметричных токов короткого замыкания на подстанции после замены силовых трансформаторов.
5. Результаты расчетов токов короткого замыкания будут использованы при выборе оборудования подстанции.

## 4 Выбор оборудования

### 4.1 Выбор выключателя 110 кВ

Определим ток выключателя:

$$I_{MAX} = 1.4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (4.1)$$

$$I_{MAX} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ A}$$

Интеграл Джоуля для проверки на термическую стойкость:

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) \quad (4.2)$$

$$B_K = 4,42^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 4,8841 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $I_{no}^{(3)}$  - это трехфазный ТКЗ на стороне 110 кВ.

Допустимое значение аperiodической составляющей в токе КЗ.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (4.3)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,42 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,05}} = 3,1 \text{ кА}$$

Таблица 9 – Выбор выключателя ВТБ-110/10-1000

Расчетные значения	Паспортные значения	Соответствие условию
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	Соответствует
$I_{MAX} = 175,7 \text{ A}$	$I_{ном} = 1000 \text{ A}$	Соответствует
$I_{no}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	Соответствует
$i_{ат} = 3,1 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 10 \text{ кА}$	Соответствует
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{ат} =$ $= \sqrt{2} \cdot 4,42 + 3,1 = 9,35 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) =$ $= 45, \text{ кА}$	Соответствует
$I_{no}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{прс} = 40 \text{ кА}$	Соответствует
$i_{уд} = 11,25 \text{ кА}$	$i_{прс} = 80 \text{ кА}$	Соответствует
$B_K = 4,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Соответствует

Принимаем к установке выключатель марки ВТБ-110/10-1000.

#### 4.2 Выбор выключателя 10 кВ

Расчет выполняется по выражениям (4.1-4.3).

$$I_{MAX} = 1.4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1924 \text{ А.}$$

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 5,91^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 11,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,91 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,12}} = 5 \text{ кА}$$

Таблица 10 – Выбор выключателя ВВ/TEL-10-2000

Расчетные значения	Паспортные значения	Соответствие условию
$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	Соответствует
$I_{MAX} = 1924 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	Соответствует
$I_{no}^{(3)} = 5,91 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} = 20 \text{ кА}$	Соответствует
$i_{ат} = 5 \text{ кА}$	$i_{а.НОМ} = 20 \text{ кА}$	Соответствует
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{ат} =$ $= \sqrt{2} \cdot 5,91 + 5 = 13,36 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.НОМ} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) =$ $= 50 \text{ кА}$	Соответствует
$I_{no}^{(3)} = 5,91 \text{ кА}$	$I_{прс} = 20 \text{ кА}$	Соответствует
$i_{yд} = 16,147 \text{ кА}$	$i_{прс} = 51 \text{ кА}$	Соответствует
$B_K = 11,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Соответствует

Принимаем к установке выключатель марки ВВ/TEL - 10-2000.

#### 4.3 Выбор разъединителей

Установка разъединителей выполняется только на стороне 110 кВ в цепях силовых трансформаторов, линий и неавтоматической перемычке. Расчетные значения получены в пункте 4.1 ВКР и аналогичны параметрам выключателя 110 кВ.

Таблица 11 – Выборе разъединителя РНДЗ-110/1000

Расчетные значения	Паспортные значения	Соответствие условию
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	Соответствует
$I_{МАХ} = 175,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	Соответствует
$I_{но}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{прс} = 80 \text{ кА}$	Соответствует
$i_{yd} = 11,25 \text{ кА}$	$i_{прс} = 203,65 \text{ кА}$	Соответствует
$B_K = 4,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 0,2 = 198,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Соответствует

Принимаем к установке РНДЗ-1-110/1000.

#### 4.4 Выбор трансформатора тока 110 кВ

Для выбора трансформатора тока (ТТ) определим ток, соответствующий номинальному току силового трансформатора в нормальном режиме работы без аварийной перегрузки:

$$I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{МАХ} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А}$$

Остальные расчетные данные получены ранее в пункте 4.1 ВКР. Занесем все данные в таблицу 12 для выбора трансформатора тока.

Таблица 12 – Выбор трансформатора тока марки ТОГФ-110-150/5

Расчетные значения	Паспортные значения	Соответствие условию
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	Соответствует
$I_{МАХ} = 125,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	Соответствует
$i_{yd} = 11,25 \text{ кА}$	$i_{yd} = 40 \text{ кА}$	Соответствует
$B_K = 4,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Соответствует



К установке принимаем элегазовый трансформатор тока марки ТОГФ-110-150/5. Вторичный ток 5 А.

Определим нагрузку измерительных приборов, подключенных к ТТ.

Таблица 13 – Нагрузка трансформатора тока

Тип прибора	Марка прибора	Мощность прибора [ВА]		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-315	1	0,5	0,5
Итоговое значение		2,5	1	0,5

Выберем сечение проводов для подключения выбранных измерительных приборов. Для этого определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I^2}$$

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

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,18 - 0,1 = 0,92 \text{ Ом}$$

Длина проводов принята 65 м.

Расчетное сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}$$

$$S = \frac{0,0283 \cdot 65}{1} = 1,84 \text{ мм}^2$$

Выбираем стандартное сечение провода 4 мм<sup>2</sup>.

#### 4.5 Выбор трансформатора тока 10 кВ

Для выбора трансформатора тока (ТТ) определим ток, соответствующий

номинальному току силового трансформатора в нормальном режиме работы без аварийной перегрузки:

$$I_{MAX} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374 \text{ A}$$

Остальные расчетные данные получены ранее в пункте 4.2 ВКР. Занесем все данные в таблицу 14 для выбора трансформатора тока.

Таблица 14 – Выбор трансформатора тока ТШЛ -10-1500/5

Расчетные значения	Паспортные значения	Соответствие условию
$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	Соответствует
$I_{MAX} = 1374 \text{ A}$	$I_{ном} = 1500 \text{ A}$	Соответствует
$i_{y\partial} = 16,147 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 50 \text{ кА}$	Соответствует
$B_K = 11,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Соответствует

Принимаем к установке трансформатор тока ТШЛ-10-1500/5.

Определим нагрузку измерительных приборов, подключенных к ТТ.

Таблица 15 – Нагрузка трансформатора тока

Тип прибора	Марка прибора	Мощность прибора [ВА]		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Ваттметр	Д-315	0,5	0,5	-
Амперметр	Э-315	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной мощности	САЧУ-И 678	2,5	2,5	-
Счетчик реактивной мощности	САЧУ-И673М	2,5	2,5	-
Варметр	Д-325	0,5	0,5	-
Итоговое значение		6,5	6,5	0,5

Выберем сечение проводов для подключения выбранных измерительных приборов. Для этого определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}}$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,26 = 0,94$$

Длина проводов принята 40м.

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,94} = 1,35 \text{ мм}^2$$

Выбираем стандартное минимальное для алюминиевого провода сечение 4 мм<sup>2</sup>.

#### 4.6 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Определим нагрузку трансформатора тока 10 кВ.

Таблица 16 – Нагрузка трансформатора тока

Тип прибора	Марка прибора	Мощность [ВА]	N <sub>к</sub> ,	cosφ	sinφ	N <sub>п</sub> ,	Мощность	
							P, [Вт]	Q, [вар]
Счетчик активной мощности	Меркурий 234 ARTM	2	2	0,38	0,93	5	7,6	18,5
Счетчик реактивной мощности	Меркурий 230ART	2	2	0,38	0,93	4	6,08	14,8
Варметр	Д-305	1,5	2	1	0	1	3	0
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Вольтметр	СВ3020	2	1	1	0	1	2	0
Итоговое значение							21,7	33,3

$$S = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$$

$$S = \sqrt{21,7^2 + 33,3^2} = 39,74 \text{ ВА}$$

Примем к рассмотрению трансформатор напряжения типа ЗНОЛ на 10 кВ, мощностью 250 ВА.

#### 4.7 Выбор гибких шин

Гибкие шины используются для подключения оборудования на стороне 110 кВ по территории ОРУ.

Определим номинальные токи для шин:

$$I_{MAX} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{MAX} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А}$$

И токи протекающие в режиме перегрузки силового трансформатора 40%:

$$I_{MAX} = 1,4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{MAX} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ А}$$

Определим сечение по экономической плотности тока  $J_э = 1$ :

$$S = \frac{I_{НОМ}}{J_э}$$

$$S = \frac{125}{1} = 125 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-150 с допустимым током 435 А.

Выполним проверку по длительно допустимому току.

$$I_{max} = 175,7 < I_{дл.дон} = 435 \text{ А}$$

Проверим выбранный провод по условию возникновения коронного разряда.

Начальная напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,8}}\right) = 35 \text{ кВ / см}$$

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 150}{0,8}} = 26 \text{ кВ / см}$$

Условия возникновения коронного разряда:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 26 = 26,4 \text{ кВ / см}$$

$$0,9 \cdot 35 = 31,5 \text{ кВ / см}$$

$$26,4 \leq 31,5 \text{ кВ / см}$$

Выбранный провод не коронирует и может быть использован на подстанции.

#### 4.8 Выводы по разделу 4

1. Выполнен расчет параметров выбора основного высоковольтного оборудования подстанции после реконструкции.

2. Определен, в соответствии с расчетными значениями, состав высоковольтного оборудования подстанции после реконструкции подстанции.

3. Выбраны измерительные трансформаторы тока, напряжения и измерительные приборы которые необходимо установить на подстанции согласно главной электрической схемы.

4. Выполнен расчет гибких шин, для ошиновки ОРУ 110 кВ подстанции после реконструкции.

## 5 Релейная защита

### 5.1 Расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора

В разделе выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора (ДЗТ) на микропроцессорном терминале БМРЗ.

Исходные данные для расчета уставок релейной защиты: номинальная мощность силового трансформатора  $S_{ном} = 25 \text{ MVA}$ ; номинальное напряжение  $U_{ВН} = 110 \text{ кВ}$ ; номинальное напряжение  $U_{НН} = 10 \text{ кВ}$ ; количество ступеней регулирования  $n = 19$ ; а шаг регулирования  $\Delta U = 1,78$ .

Значения максимальных погрешностей измерительных ТТ:

$$\varepsilon_{\text{макс}} = 0,1; \varepsilon_{\text{мин}} = 0,1; \varepsilon_{0,5} = 0,1; \varepsilon_{\text{раб,макс}} = 0,1; \varepsilon_{1,5} = 0,1$$

Номинальный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{ном тр ВН}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном тр ВН}}} = 125,5 \text{ A}$$

Номинальный ток на стороне НН:

$$I_{\text{ном тр НН}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном тр НН}}} = 1312 \text{ A}$$

Максимальный ток в канале измерения определяется для каждой стороны силового трансформатора.

Для стороны ВН:

$$I_{\text{макс ПТН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{\text{К макс ВН}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = 294,667 \text{ A},$$

где  $k_{\text{пер}} = 2$  – коэффициент переходного режима учитывающий апериодическую составляющую в ТКЗ;  $I_{\text{К макс}}$  – максимальное расчетное значение периодической составляющей ТКЗ,  $K_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации измерительных ТТ.

Для стороны НН:

$$I_{\text{макс ПТН НН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{\text{К макс НН}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = 107,647,$$

Проверка платы преобразования тока в напряжение (ПТН).

Проверка соответствия на стороне ВН:

$$\frac{I_{\text{ном тр ВН}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = 4,184 \text{ А}$$

Проверка соответствия на стороне НН:

$$\frac{I_{\text{ном тр НН}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = 107,674 \text{ А}$$

Для стороны ВН и НН выбранные ПТН удовлетворяют условиям,

Определим относительный расчётный ток небаланса:

$$U_{\text{рез}} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = 16,02 \%$$

Значение относительного расчётного тока небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ:

$$I_{\text{НБ расч}} = (k_{\text{пер2}} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + U_{\text{рез}} + \gamma) \cdot \frac{I_{\text{К макс НН прив}}}{I_{\text{ном тр ВН}}} = 5,65$$

«где  $k_{\text{пер2}}$  - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме, примем 2,5;  $k_a$  - коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока, примем 1;  $I_{\text{К макс НН прив}}$  - периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ, протекающего через ТТ;  $\varepsilon_{\text{макс}}$  - максимальное значение погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току  $I_{\text{К макс НН прив}}$ ;  $I_{\text{К макс НН прив}}$  - номинальный первичный ток стороны ВН;  $U_{\text{рез}}$  - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора, примем равным 16,02 %;  $\gamma$  - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, примем равной 5%».

Уставка ДТО:

$$I_{\text{ДТО}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ расч}} = 6,78$$

где  $K_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки, примем равным 1,2;

Относительный расчётный ток небаланса:

$$I_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{рег} + \gamma) = 0,155 A$$

«где  $k_{пер3}$  - коэффициент переходного режима, равен 1;  $\varepsilon_{0,5}$  - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем  $0,5I_{ном\ тр\ ВН}$ ».

Уставка начального срабатывания ДЗТ:

$$I_{ДЗТ\ нач} = k_{отс2} \cdot I_{НБ\ расч} = 0,233,$$

«где  $k_{отс2}$  - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, примем равным 1,5».

Значение уставки  $I_{ДЗТ\ нач}$  рекомендуется не ниже 0,3, поэтому принимаем  $I_{ДЗТ\ нач} = 0,3$ .

Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения  $I_{торм2} = 1,5$ :

$$I_{ДЗТ2} = k_{отс} \cdot 1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{рег} + k_{выр}) = 0,738$$

«где  $k_{пер}$  - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, примем равным 2;  $\varepsilon_{1,5}$  - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем  $1,5I_{ном\ тр\ ВН}$ ;  $U_{рег}$  - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора».

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$K_{ТОРМ2} = \frac{I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ\ нач}}{1,5 - 0,5} = 0,438$$

Тормозной ток на втором участке:

$$I_{К\ торм} = \left( 1 - \frac{k_{пер2} \cdot \varepsilon_{МАКС}}{2} \right) \cdot \frac{I_{К\ МАКС\ НН\ прив}}{I_{ном\ тр\ ВН}} = 10,743$$

Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики:



$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{Кторм} - I_{торм2}} = 0,654$$

Погрешность, обусловленная регулятором напряжения:

$$U'_{рег} = \frac{3\Delta U}{100\%} = 5,34.$$

Расчетный ток небаланса:

$$I'_{НБ расч} = 0,5 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U'_{рег} + \gamma) = 0,102$$

Уставка начального срабатывания ДЗТ:

$$I'_{ДЗТ нач} = k_{отс2} \cdot I'_{НБ расч} = 0,153$$

Уставку ДЗТ примем  $I'_{ДЗТ нач} = 0,3$ .

Ток срабатывания ДЗТ, если ток торможения  $I_{торм2} = 1,5$ .

$$I'_{ДЗТ2} = k_{отс} \cdot 1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U'_{рег} + k_{выр}) = 0,546$$

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$K'_{ТОРМ2} = \frac{I'_{ДЗТ2} - I'_{ДЗТ нач}}{1,5 - 0,5} = 0,246.$$

Определим уставку  $I'_{ДТО}$  для группы чувствительных уставок:

$$I'_{ДТО} = K_{отс} (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{МАКС} + U'_{рег} + \gamma) \cdot \frac{I_{К макс НН прив}}{I_{номтр ВН}} = 5,207.$$

Коэффициент торможения на третьем участке:

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I'_{ДТО} - I'_{ДЗТ2}}{I_{Кторм} - I_{торм2}} = 0,504$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ:

$$K_{ч} = \frac{I_{К мин НН прив} \cdot (1 - \varepsilon_{мин})}{I_{номтр ВН} \cdot I'_{ДЗТ нач}} = 9,37$$

«где  $I_{К мин НН прив}$  - минимальное значение периодической составляющей тока КЗ защищаемой зоне, приведённое к стороне ВН;  $I'_{ДЗТ нач}$  - ставка начального тока срабатывания ДЗТ, принятая равной 0,3».

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям расчета, так как полученное значение выше 2.

Относительный расчётный ток небаланса:

$$I_{НБ\ расч} = 1 \cdot (k_{перз} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{раб.макс} + U_{рег} + \gamma) = 0,31$$

«где  $k_{перз}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), принятое значение 1».

Уставка сигнализации небаланса:

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ\ нач}} = 1,137$$

## 5.2 Выводы по разделу 5

1. Для защиты силового трансформатора подстанции, который будет установлен после реконструкции предложено установить современный терминал микропроцессорной релейной защиты, так как данные терминалы обязательны к установке на вновь строящихся и реконструируемых объектах согласно нормам организации ПАО «Россети».

2. Выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора, принятого для установки на подстанции после реконструкции.

## **6 Выбор оперативного тока подстанции**

### **6.1 Характеристика системы оперативного тока подстанции**

Согласно действующим стандартам организации «ФСК ЕЭС» [2] на реконструируемых и вновь строящихся подстанциях должна применяться только система постоянного оперативного тока.

«Система оперативного постоянного тока (СОПТ) должна обеспечивать питание следующих электроприемников: устройств РЗА; устройств управления высоковольтными коммутационными аппаратами (без питания приводов разъединителей и заземляющих ножей, питание приводов выключателей возможно при обосновании); устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов и команд РЗА; устройств коммуникации, обеспечивающих передачу сигналов и команд между устройствами РЗА; устройств нижнего и среднего уровня АСУ ТП; устройств сбора информации для АСУ ТП и ССПИ; приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ» [2].

«Кроме того, система оперативного постоянного тока должна обеспечивать на подстанции резервное питание инверторов резервного питания АСУ ТП, светильников аварийного освещения помещений аккумуляторной батареи, ОПУ, релейного щита, ЗРУ, насосных, камер задвижек пожаротушения» [2].

### **6.2 Выводы по разделу 6**

1. Выбрана система постоянного оперативного тока на подстанции после реконструкции, так как применение выпрямленного или переменного тока на вновь строящихся или реконструируемых подстанциях не допускается согласно нормам и правилам организации ПАО «Россети».

## 7 Собственные нужды подстанции

### 7.1 Мощность системы собственных нужд подстанции

Электроснабжение оборудования, установленного на подстанции и обеспечивающего ее нормальное и безаварийное функционирование, осуществляется с помощью системы собственных нужд. Питание системы собственных нужд осуществляется от трансформаторов собственных нужд (ТСН). Из-за замены силовых трансформаторов, а также из-за замены системы оперативного тока на подстанции измениться перечень потребителей или увеличится их мощность. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей собственных нужд необходимо выбрать два трансформатора собственных нужд и обеспечить их загрузку не выше чем на 0,7. Для определения мощности ТСН необходимо составить перечень потребителей собственных нужд, для этого составим таблицу 17. В таблице указана:  $P_{ном}$  - номинальная мощность потребителя, кВт;  $n$  - количество потребителей, шт;  $P_p$  - расчетная мощность определяемая по выражению:

$$P_{pi} = n_i \cdot P_{номi}, \text{ кВт} \quad (7.1)$$

Определим расчетную мощность для каждого потребителя и занесем полученные значения в таблицу 17 (столбец №5).

Суммарную мощность определим по выражению:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{11} P_{pi} \quad (7.2)$$

При выборе мощности ТСН примем, что коэффициент мощности системы собственных нужд  $\cos \varphi = 1$ , поэтому нет необходимости определять расчетную реактивную мощность и можно принять, что  $P_{\Sigma} = S_{\Sigma}$ .

Таблица 17 – Потребители собственных нужд подстанции

$i$	Потребитель собственных нужд	$P_{ном},$ $кВт / ед.$	$n, шт$	$P_p, кВт$
1	2	3	4	5
2	Охлаждение силового трансформатора	3	2	6
3	Подогрев приводов выключателей 110 кВ	1,8	2	3,6
4	Подогрев шкафов КРУ	1	2 4	24
5	Подогрев приводов разъединителей 110 кВ	0,6	6	3,6
6	Подогрев шкафов РЗА	1	2	2
7	Отопление, освещение, вентиляция	70	1	70
8	Отопление, освещение, вентиляция здания разъездного персонала	5,5	1	5,5
9	Освещение ОРУ	2	1	2
10	Маслохозяйство	200	2	400
11	Система постоянного оперативного тока	23	2	46
12	Суммарная мощность, $P_{\Sigma}$ :			560,7 кВт

Полученное значение суммарной мощности используем для определения мощности ТСН с учетом номинального коэффициента загрузки по выражению:

$$S_{ТСН} \geq 0,7 \cdot S_{\Sigma} = 0,7 \cdot 560,7 = 392 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке на подстанции два ТСН марки ТМГ – 400/10/0,4.

## 7.2 Выводы по разделу 7

1. Определен состав потребителей системы собственных нужд подстанции после реконструкции.

2. Для питания потребителей собственных нужд выбрано два трансформатора марки ТМГ – 400/10/0,4..

## 8 Заземление подстанции

### 8.1 Расчет системы заземления подстанции

Исходные данные для расчета системы заземления на подстанции:

1. Тип грунта: однородный;
2. Удельное сопротивление грунта:  $\rho_{н.с.} = \rho_{экв.с} = \rho_{в.с} = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;
3. Длина вертикальных заземлителей:  $l_{в} = 5 \text{ м}$ ;
4. Глубина заложения горизонтального заземлителя:  $t_0 = 0,5 \text{ м}$ .
5. Предварительное число стержней:  $n = 24$ .

Общая длина горизонтальных проводников:

$$L_{Г} = 50 \cdot 8 + 70 \cdot 6 = 820 \text{ м}$$

Полная длина вертикальных электродов:

$$L_{В} = l_{в} \cdot n_{в} = 10 \cdot 24 = 240 \text{ м}$$

Среднее расстояние между вертикальными проводниками:

$$a = \frac{P}{n_{в}} = \frac{240}{24} = 10 \text{ м}$$

Расчетная модель представляет собой квадрат со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{3500} = 59,16 \approx 59 \text{ м}$$

Сопротивление заземлителя:

$$R = A \frac{\rho_{экв.с}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{экв.с}}{L_{Г} + L_{В}} = 0,366 \cdot \frac{40}{59,16} + \frac{40}{820 + 240} = 0,29 \text{ Ом}$$

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_{В} + t_0}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,5}{59,16} = 0,366$$

Сопротивление заземляющего устройства (ЗУ) с учетом естественных заземлителей:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} = \frac{0,29 \cdot 1,5}{0,29 + 1,5} = 0,24 \text{ Ом}$$

где  $R_e$  - сопротивление естественных заземлителей, принимаем  $R_e = 1,5 \text{ Ом}$ .

Сопротивление ЗУ ниже допустимого  $R_{3,доп} = 0,5 \text{ Ом}$ .

Определим напряжения прикосновения:

$$U_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ}}^{(1,1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta = 5570 \cdot 0,24 \cdot 0,21 \cdot 0,94 = 264 \text{ В}$$

Коэффициент распределения потенциала:

$$\alpha = M \cdot \left( \frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_g \cdot L_T} \right)^{0,45} = 0,5 \cdot \left( \frac{10 \cdot 59,16}{5 \cdot 820} \right)^{0,45} = 0,21$$

где  $M$  - коэффициент принимаемы для однородного грунта 1

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{С}}} = \frac{1000}{1000 + 60} = 0,94$$

где  $R_{\text{ч}}$  – сопротивление тела человека, принимаем равным 1 кОм.

$R_{\text{С}} = 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с}} = 1,5 \cdot 40 = 60 \text{ Ом}$  – сопротивление растекания тока от ступней.

$I_{\text{КЗ}}^{(1,1)} = 5,57 \text{ кА}$  - ток двухфазного КЗ на землю.

Эффективность системы заземления проверяется по условию:

$$U_{\text{ч}} \leq U_{\text{доп}},$$

где  $U_{\text{доп}}$  - значение допустимого напряжения, 400 В.

Для рассчитанного напряжения прикосновения условие запишется как:

$$264 \leq 400.$$

Так как условие выполняется, то заземление считается эффективным.

## 8.2 выводы по разделу 8

1. Выполнен расчет системы заземления подстанции после реконструкции.
2. Определено число вертикальных и горизонтальных заземлителей.
3. Определено напряжение прикосновения, которое не превышает допустимого значения, следовательно, система заземления подстанции спроектирована верно.

## 9 Молниезащита подстанции

### 9.1 Расчет молниезащиты

Для защиты территории подстанции от прямых ударов молнии устанавливаются молниеприемники. Для защиты подстанций используются стержневые молниеприемники которые устанавливаются по периметру подстанции исходя из рассчитанных зон действия.

Определим габариты внешних областей зон защиты:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 25 = 20, \text{ м}$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 25 = 20, \text{ м}$$

где  $h$  - высота стержневого молниеприемника, принят равным 20 м.

Предельные расстояния между молниеприемниками со степенью надежности защиты 0,99.

Предельное расстояние между двумя молниеотводами для обеспечения защиты;

$$L_{max} = 4,75 \cdot h = 4,75 \cdot 20 = 95, \text{ м}$$

Предельное расстояние, при котором провес отсутствует между молниеприемниками:

$$L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 20 = 45, \text{ м}$$

Радиус защиты на высоте защищаемого объекта с высотой  $h_x = 6$  м:

$$r_x = \frac{r \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{15,48 \cdot (15,48 - 6)}{15,48} = 9,48 \text{ м}$$

В результате ставим 6 молниеотводов на порталы ОРУ 110 кВ и 3 стержневых молниеотвода высотой 20 метров.

### 8.2 Выводы по разделу 8

1. Выполнен расчет системы молниезащиты подстанции после реконструкции.
2. Определено необходимое число молниеприемников на подстанции.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Текущая максимальная мощность определена как 30,4 МВА. При этом нормативное значение мощности для данной подстанции не должно превышать значения 22,4 МВА. Это послужило основанием для разработки проекта реконструкции подстанции 110/10 кВ. Исходя из максимальной мощности подстанции определено значение необходимой мощности силового трансформатора. Расчетное значение составило 18,5 МВА. Опираясь на это значение было выбрано два варианта установки силовых трансформаторов – базового с трансформаторами ТРДН 25000/110/10/10 и альтернативного – с трансформаторами ТРДН 40000/110/10/10 кВ. Проведенные расчеты показали, оптимальным вариантом является силовой трансформатор марки ТРДН 25000/110/10/10 кВ. После определения числа и мощности силовых трансформаторов после реконструкции, был выполнен расчет уровней токов короткого замыкания на подстанции. Расчет токов короткого замыкания выполнялся для стороны ВН и для стороны НН с учетом расщепления обмоток. Замена силового трансформатора на подстанции, повлияла на токи КЗ в сторону их увеличения, поэтому полученные в разделе 3 ВКР токи КЗ использованы при расчете параметров оборудования и уставок релейной защиты силового трансформатора выполненные в рамках ВКР. Токи короткого замыкания рассчитаны как симметричные, так и не симметричные. Выбор оборудования и его проверка на стойкость к токам КЗ и отключающей способности высоковольтных выключателей выполнен для значения наибольшего тока КЗ. Выбраны к установке на подстанции высоковольтные выключатели напряжением 110 кВ марки ВТБ-110/10-1000, на стороне 10 кВ приняты высоковольтные выключатели марки ВВ/TEL-10-2000, данные выключатели будут располагаться в комплектном распределительном устройстве. Для создания видимых разрывов при проведении ремонтных работ и оперативных переключений предусмотрена установка высоковольтных разъединителей на стороне 110 кВ. К установке приняты

разъединители марки РНДЗ, устанавливаться будут разъединители с одним и с двумя заземляющими ножами, согласно схемы подстанции.

Для проведения учета и измерений, а также для подключения цепей релейной защиты выбраны измерительное оборудование. К которому относятся измерительные трансформаторы тока: на стороне 110 кВ приняты к установке ТОГФ-110-150/5, на стороне 10 кВ ТШЛ -10-1500/5. На стороне 110 кВ установка измерительных трансформаторов напряжения не производится. Измерительные трансформаторы напряжения устанавливаются только на стороне 10 кВ, так как они необходимы для получения значений напряжения при учете электрической энергии на отходящих линиях к потребителям. Таким образом на стороне 10 кВ приняты к установке измерительные трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ.

Для защиты оборудования подстанции выбраны микропроцессорные терминалы защиты. Выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора. Для защиты подстанции от прямых ударов молнии выполнен расчет и спроектирована система молниезащиты. В работе также спроектирована система заземления подстанции после реконструкции. Она требует замены в связи с изменением габаритов оборудования и его размещения, а также из-за долгой эксплуатации существующей системы заземления.

В результате выполнения ВКР представлен проект реконструкции подстанции «Кош-Ачагская» 110/10 кВ, который выполнен согласно рекомендаций по проектированию объектов электросетевого комплекса.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамова Е.Я. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций: методические указания к курсовому и дипломному проектированию/ Абрамова Е.Я., Алешина С.К. — Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2005.— 26 с.
2. Богданов А.В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматизации в электроэнергетических системах: учебное пособие/ Богданов А.В., Бондарев А.В. — Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016.— 82 с.
3. Выключатели вакуумные серии ВВ/TEL. // Официальный сайт производителя ОАО "Таврида Электрик" URL: [http://tavrida-ua.com/documents/download\\_document/3\\_vyklyuchateli\\_vakuumnye\\_serii\\_vvtel.html](http://tavrida-ua.com/documents/download_document/3_vyklyuchateli_vakuumnye_serii_vvtel.html) (дата обращения: 19.03.2020).
4. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций : учебное пособие/ А.И. Хальясмаа [и др.].— Екатеринбург: Уральский федеральный университет, ЭБС АСВ, 2015.— 64 с.
5. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003 /— Москва: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2013.— 64 с.
6. Каталог продукции 2020. ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" // Официальный сайт производителя ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" URL: [http://www.czt.ru/userFiles/Catalog\\_2020/Catalog\\_2020.pdf](http://www.czt.ru/userFiles/Catalog_2020/Catalog_2020.pdf) (дата обращения: 19.03.2020).
7. Ключкова Н.Н. Электрооборудование подстанций : учебное пособие/ Ключкова Н.Н., Обухова А.В. — Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2018.— 89 с.
8. Кокин С.Е. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса : учебное пособие для СПО/ Кокин С.Е.,

- Дмитриев С.А.— Саратов, Екатеринбург: Профобразование, Уральский федеральный университет, 2020.— 190 с.
9. Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие/ Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. — Екатеринбург: Уральский федеральный университет, ЭБС АСВ, 2015.— 100 с.
10. Котенев В.И. Короткие замыкания в системах внешнего электроснабжения: учебное пособие/ Котенев В.И., Котенев А.В. — Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2018.— 72 с.
11. Кудряков А.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник/ Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г.— Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018.— 263 с.
12. Куксин А.В. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: учебное пособие/ Куксин А.В. — Москва: Ай Пи Ар Медиа, 2020.— 215 с.
13. Кулеева Л.И. Проектирование подстанции: учебное пособие/ Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. — Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016.— 111 с.
14. Михеев Г.М. Электростанции и электрические сети. Диагностика и контроль электрооборудования / Михеев Г.М. — Саратов: Профобразование, 2017.— 297 с.
15. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Неклепаев Б.Н, Крючков И.П. — Москва: ЭНАС, 2013.— 144 с.
16. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие/ Немировский А.Е. — Москва: Инфра-Инженерия, 2018.— 148 с.
17. Номенклатурный каталог. Тольяттинский Трансформатор // Официальный сайт производителя ООО "Тольяттинский трансформатор" URL:

- [http://www.transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A\\_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E\\_2019%20%D0%B3.pdf\(2151561%20v1\).pdf](http://www.transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E_2019%20%D0%B3.pdf(2151561%20v1).pdf) (дата обращения: 19.03.2020).
18. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебно-методическое пособие/ Пилипенко В.Т. — Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014.
  19. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ / Москва: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2012.— 108 с.
  20. Релейная защита и автоматика в электрических сетях /— Москва: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012.— 632 с.
  21. Стандарт организации. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС Типовые проектные решения. Дата введения 01.06.2011. ОАО «ФСК ЕЭС» URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf> (дата обращения 19.03.2020)
  22. Стандарт организации. СТО 56947007- 29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. Дата введения: 29.03.2010. ОАО «ФСК ЕЭС». URL: [http://www.fsk-ees.ru/about/management\\_and\\_control/test/STO\\_56947007-29.120.40.041-2010\\_s\\_izm\\_14122012\\_28012015.pdf](http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf) (дата обращения 19.03.2020)
  23. Стандарт организации. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Дата введения 16.06.2010. ОАО «ФСК ЕЭС» URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения 19.03.2020)
  24. Стандарт организации. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств

- подстанций 35-750 кв. Типовые решения. Дата введения – 20.12.2007.  
ОАО «ФСК ЕЭС» URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 19.03.2020)
25. Технический Каталог. Газонаполненное оборудование. ЗАО "Завод Электротехнического оборудования" // Официальный сайт производителя ЗАО "Завод электротехнического оборудования" URL: [http://www.zeto.ru/download/5571/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E\\_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%BE%D0%B5\\_%D0%BE%D0%B1%D0%BE%D1%80%D1%83%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5\\_2016.pdf](http://www.zeto.ru/download/5571/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%BE%D0%B1%D0%BE%D1%80%D1%83%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5_2016.pdf) (дата обращения: 19.03.2020).
26. Титков В.В. Перенапряжения и молниезащита : учебное пособие/ Титков В.В., Халилов Ф.Х.— Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2011.— 222 с.
27. Трансформаторы и автотрансформаторы 35 - 220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания. // Официальный сайт Научно-Технического Центра "Мехатроника". URL: [http://www.mtrele.ru/files/project/raschet\\_ustavok/transformatory\\_avtotransformatory-dif.tokovaya\\_zashita.pdf](http://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/transformatory_avtotransformatory-dif.tokovaya_zashita.pdf) (дата обращения: 19.03.2020).
28. Трансформаторы измерительные тока и напряжения. Датчики тока. // Официальный сайт производителя АО «Группа компаний «Электроцит» — ТМ Самара» URL: [file:///E:/%D0%97%D0%B0%D0%B3%D1%80%D1%83%D0%B7%D0%BA%D0%B8/Katalog\\_transformatory\\_izmeritelnye.pdf](file:///E:/%D0%97%D0%B0%D0%B3%D1%80%D1%83%D0%B7%D0%BA%D0%B8/Katalog_transformatory_izmeritelnye.pdf) (дата обращения: 19.03.2020).
29. Щеглов А.И. Построение схем релейной защиты: учебное пособие/ Щеглов А.И.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2012.— 90 с.

30. Bhalja B. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). / Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.
31. Croft T. American Electricians' Handbook. / Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.
32. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. / Gönen T. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.
33. McPartland J.F. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. / McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.
34. Ram B. Power System Protection and Switchgear. / Ram B. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.