

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)

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 110/35/10 кВ  
«Драга»

Студент

А.В. Мауль

(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

Объектом выпускной работы является подстанция 110/35/10 кВ «Драга» на которой установлены два силовых трансформатора ТДТН–10000/110/35/10.

При реконструкции данной подстанции производится выбор основной схемы подстанции, необходимого электрического оборудования и двух силовых трансформаторов конкретной мощности, представленных в пояснительной записке, так как устаревшее оборудование не выполняет свои задачи.

В выпускной квалификационной работе основными задачами являются правильный подбор по рассчитанной мощности силовых трансформаторов, подбор высоковольтных выключателей, а также различной аппаратуры и правильное их расположение на территории подстанции, подбор надёжной аппаратуры с высоким напряжением для защиты (молниезащита, заземление и релейная защита), также выбор системы необходимого оперативного тока на подстанции.

Таким образом, целью выпускной квалификационной работы является реконструкция электрической части трансформаторной подстанции с применением наиболее прогрессивных методов расчета и оборудования для подключения и надежного снабжения новых потребителей электроэнергией.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки, которая содержит 76 листа, в том числе 10 таблиц и 6 рисунков. Также она имеет графическую часть, состоящую из 6 чертежей на листах формата А1.

## ABSTRACT

The bachelors' thesis title is: Substation "Draga" retrofit with voltage classes 110, 35 and 10 kV. The goal is to increase the substation install power by the replacement of electrical equipment. To achieve the goal three main problems must be solved in the work.

The first problem that is solved in the first part of the work is substation equipment analysis and calculation of substation electrical loads, according to its future raise.

In the second part of bachelors thesis was solved the second main problem - the high voltage electrical equipment replacement. Main substations equipment, which were replaced firstly is a power transformers. The analysis of two variants of power transformer types show us, that most efficient variant is a power transformer with 25 MVA capacity. So this type of power transformer will be installed on the substation during the retrofit.

After the power transformer, was made the calculation of short circuit currents values, because it will be changed after the replacement of power transformer. The results of short circuit currents calculation were used in the fifth section of bachelors thesis were all electrical equipment on the 110, 35 and 10 kV voltage classes were chosen.

The third problem was solved in the three last sections. The third problem is the substation protection. To protect the electrical equipment was designed the digital relay protection system. For power transformer was calculated the parameters of differential protection, which is obligatory to use on such powerful power transformers. Also, to protect the substation from lightning the lightning protection was designed. The reliability of the designed lightning protection system is 0.99, that value is very high.

As a result the project of substation retrofit was made according to modern design methods. Was used just new types of modern high voltage new equipment.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Анализ объекта реконструкции .....	8
Выводы по разделу 1.....	9
2 Определение электрических нагрузок подстанции .....	10
Вывод по разделу 2 .....	11
3 Выбор силовых трансформаторов подстанции после реконструкции .....	12
3.1 Проверка возможности установки трансформатора ТДТН 16000.....	12
3.1 Проверка возможности установки трансформатора ТДТН 25000.....	18
Выводы по разделу 3.....	22
4 Определение значений токов короткого замыкания после реконструкции	24
4.1 Определение значений симметричных токов короткого замыкания .....	24
4.2 Определение значений несимметричных токов короткого замыкания.....	29
Выводы по разделу 4.....	33
5 Выбор высоковольтного электрооборудования распределительных устройств.....	34
5.1 Выбор высоковольтных выключателей .....	34
5.2 Выбор высоковольтных разъединителей .....	39
5.3 Выбор трансформатора тока .....	40
5.4 Выбор трансформатора напряжения.....	46
5.5 Выбор жестких шин 10 кВ .....	47
5.6 Выбор изоляторов 10 кВ.....	50
5.7 Выбор гибких шин на стороне 110 кВ .....	51
5.8 Выбор гибких шин на стороне 35 кВ .....	53
Выводы по разделу 5.....	55
6 Расчет электрических нагрузок системы собственных нужд подстанции...	56
Выводы по разделу 6.....	59
7 Расчет системы заземления подстанции после реконструкции .....	60
Выводы по разделу 7.....	63
8 Расчет системы молниезащиты подстанции .....	64

Выводы по разделу 8.....	65
9 Релейная защита силового трансформатора .....	66
Выводы по разделу 9.....	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	72
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	74

## ВВЕДЕНИЕ

Структура электроэнергетической отрасли России представлена несколькими уровнями, к которым относятся диспетчерское управление, электросетевой комплекс, включающий подстанции и распределительные сети разных классов напряжения, а также объекты генерации, к которым относятся различные типа электрических станций. Нормальное и взаимосвязанное функционирование все уровней электросетевого комплекса обеспечивает нормальное функционирование всех отраслей народного хозяйства страны. Важным аспектом является не только обеспечение диспетчерского управления энергосистемой, но и обслуживание, ремонт и замена устаревшего и поврежденного оборудования, которое выполняется организациями эксплуатирующими электросетевые хозяйство. Сюда можно отнести также реконструкции объектов электросетевого комплекса, которые выполняются по перспективам роста нагрузок энергорайонов выполняемых ОАО «СО ЕЭС».

Объектом выпускной квалификационной работы является трансформаторная подстанция. Под термином трансформаторная подстанция понимают следующее – это электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения энергии и состоящая из трансформаторов, РУ, устройств управления, технологических и вспомогательных сооружений [11].

В процессе проектировании, а также реконструкции подстанции одной из основных задач является правильно подобранная электрическая схема, так как она определяет данные параметры, как обслуживание, экономичность, также удобство в использовании.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение установленной мощности подстанции путем замены силовых трансформаторов и оборудования подстанции.

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы, а также опираясь на поставленную цель необходимо решить следующие задачи, которые укрупненно могут быть представлены следующим перечнем:

1. Выполнить анализ оборудования подстанции и определить перспективу роста нагрузок энергорайона;
2. Выполнить выбор оборудования подстанции с учетом климатического исполнения.
3. Выполнить расчет системы защиты подстанции от аварийных режимов и природных воздействий.

При выполнении выпускной квалификационной работы бакалавра необходимо использовать методические рекомендации по расчету параметров высоковольтного оборудования, которые утверждены и действуют в ПАО «Россети». Выбор оборудования необходимо выполнять, опираясь на отечественных производителей для снижения затрат на реализацию.

## 1 Анализ объекта реконструкции

Подстанция «Драга» размещена вблизи поселка Старопышминск расположенного Берёзовском городском округе, Свердловской области. Подстанция была введена в эксплуатацию в 1998 году. План расположения подстанции представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – План расположения подстанции «Драга»

Не смотря на сравнительно не большой для подстанций срок эксплуатации, подстанция уже перегружена. К подстанции не осуществляется подключение новых потребителей. Быстрой рост числа и мощности потребителей вызвано ростом промышленного и гражданского строительства в питаемом районе. Обеспечение новых потребителей электрической энергией является очень важной задачей. Поэтому необходимо проведение комплексной реконструкции подстанции «Драга».

На подстанции установлены два силовых трансформатора ТДТН 10000– 110/35/10.

Большая часть потребителей подстанции относятся ко второй и третьей категориям надежности электроснабжения, но присутствуют и потребители



относящиеся к первой категории надежности электроснабжения. Питание потребителей осуществляется по воздушным линиям напряжением 10 кВ и напряжением 35 кВ.

### **Выводы по разделу 1**

1. Представлена краткая характеристика подстанции «Драга» напряжением 110/35/10 кВ;
2. Представлен план расположения подстанции «Драга»;
3. Определен примерный состав оборудования подстанции, определен тип и мощность установленных силовых трансформаторов;
4. Определены категории надежности потребителей питаемого энергорайона.

## 2 Определение электрических нагрузок подстанции

Приоритетной задачей при реконструкции трансформаторной подстанции является определение мощности потребителей электрической энергии, на основе знаний которой производятся дальнейшие расчеты.

Нагрузка определяется путем анализа годовых графиков нагрузки потребителей, подключенных к шине низкого напряжения подстанции и на основе данных о значениях максимальной нагрузки и коэффициента мощности, предоставляемых заказчиком.

Полная мощность по подстанции в настоящее время составляет 14,481 МВА.

Ожидаемый рост нагрузки подстанции в период с 2017 по 2021 года составит 50 % от текущей мощности. Принимая во внимание последующий рост нагрузки расчетная максимальная мощность подстанции составит:

$$S_{max}^{ПС} = S_{ПС} \cdot 1,5 = 14,481 \cdot 1,5 = 21,7 \text{ МВА.} \quad (2.1)$$

Энергия, потребляемая потребителями в течение года:

$$W_{ПС} = 104871 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Рассчитаем максимальную нагрузку потребителей:

$$P_{max}^{ПС} = S_{max}^{ПС} \cdot \cos\varphi = 21,7 \cdot 0,9 = 19,5 \text{ МВА.} \quad (2.2)$$

«Промежуток времени, в течение которого годовая нагрузка ПС максимальна» [3, с. 4]:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{max}^{ПС}} = \frac{104871}{19,5} = 5378 \text{ ч.} \quad (2.3)$$

«Произведем расчет коэффициента заполнения графика нагрузки ПС»

[3]:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5378}{8760} = 0,613. \quad (2.4)$$

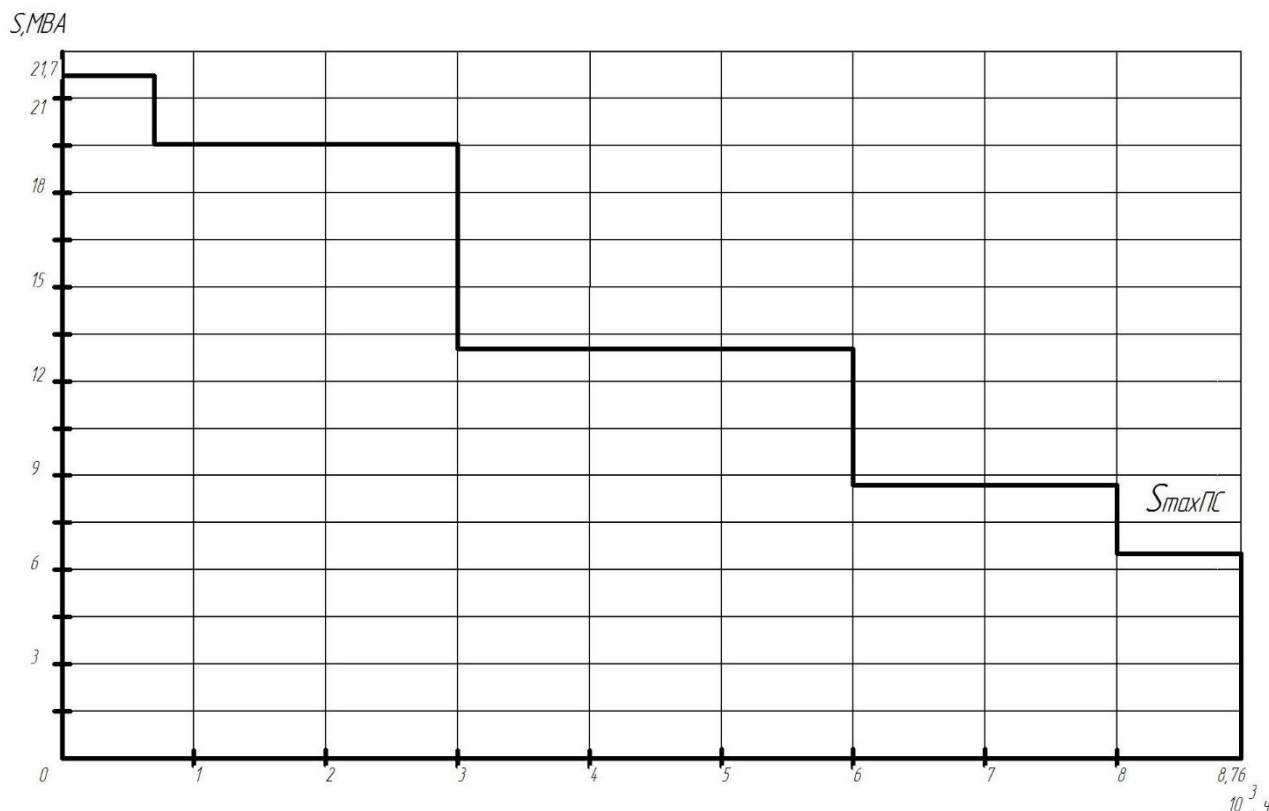


Рисунок 2 – Годовой график нагрузки подстанции

### Вывод по разделу 2

1. Построен годовой упорядоченный график полной мощности подстанции, необходимый для проведения технико-экономических расчетов при сравнении вариантов установки силовых трансформаторов на подстанции после реконструкции;
2. Определены показатели годового упорядоченного графика полной мощности подстанции.

### 3 Выбор силовых трансформаторов подстанции после реконструкции

«Для двухтрансформаторной ПС, исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки (40%), для определения допустимой номинальной мощности каждого трансформатора  $S_{ном.Т}$  принято использовать приближенное выражение» [3]:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{ПС}. \quad (3.1)$$

Из выражения (3.1) получаем что:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max}^{ПС} = 0,7 \cdot 21,7 = 15,2 \text{ МВА}.$$

При рассчитанной номинальной мощности в рамках технико-экономического расчета рассмотрим трансформаторы: ТДТН 16000/110 и ТДТН 25000/110.

Таблица 1 – Параметры трансформаторов

Тип	$S_{ном}$ , МВА	$U_{нВН}$ , кВ	$U_{сНН}$ , кВ	$U_{нНН}$ , кВ	$U_{кВН-СН}$ , %	$U_{кВН-НН}$ , %	$U_{кСН-НН}$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
ТДТН	16	115	37	10,5	10,5	17	6	90	15,8	1,05
ТДТН	25	115	37	10,5	10,5	17	6	145	36	1

#### 3.1 Проверка возможности установки трансформатора ТДТН 16000

«Рассчитываем потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,05}{100} \cdot 16000 = 168 \text{ квар}, \quad (3.2)$$

где:  $Q_x$  – потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х. (квар);

$I_x, \%$  – ток холостого хода трансформатора, %;

$S_{\text{НОМ.Т}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.» [3].

«Определяем приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{\text{ИП}} \cdot Q_x = 15,8 + 0,05 \cdot 168 = 24,2 \text{ кВт}, \quad (3.3)$$

где:  $k_{\text{ИП}} = 0,05 \text{ кВт/квар}$  – коэффициент изменения потерь, которые зависят от удаленности потребителей от источников питания и составляет  $0,02 \dots 0,2 \text{ кВт/квар}$ .» [3].

«Произведем расчет коэффициентов загрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений:

$$K_{3.В} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{21700}{16000} = 1,4, \quad (3.4)$$

$$K_{3.С} = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{8030}{16000} = 0,5, \quad (3.5)$$

$$K_{3.Н} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{13670}{16000} = 0,9, \quad (3.6)$$

где:  $S_B, S_C, S_H$  – расчетные мощности нагрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений.» [3].

«Определим потери активной мощности между обмотками трехфазного трехобмоточного трансформатора:

$$P_{к.В} = P_{к.С} = P_{к.Н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 90 = 45 \text{ кВт}, \quad (3.7)$$

где:  $P_{к.В}, P_{к.С}, P_{к.Н}$  – потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузки.» [3].

«Потери реактивной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора рассчитывается по формуле:

$$Q_{к.і} = \frac{U_{к.і}(\%)}{100} \cdot S_{НОМ.Т}, \quad (3.8)$$

В соответствии с выражением (3.8) определим:

$$Q_{к.В} = \frac{U_{к.В}(\%)}{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720 \text{ квар},$$

$$Q_{к.С} = \frac{U_{к.С}(\%)}{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{0}{100} \cdot 16000 = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{к.Н} = \frac{U_{к.Н}(\%)}{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{6,25}{100} \cdot 16000 = 1000 \text{ квар},$$

где:  $U_{к.В}$ ,  $U_{к.С}$ ,  $U_{к.Н}$  – напряжение к.з. (%) обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора, которые при заданных в справочнике значениях напряжений к.з. между обмотками  $u_{к.ВН-НН}$ ,  $u_{к.ВН-СН}$ ,  $u_{к.СН-НН}$  определяются из выражений.» [3].

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}) = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75 \%,$$

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \%,$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \%.$$

Так как для обмотки среднего напряжения значение напряжения короткого замыкания  $U_{к.С} = -0,25\%$ , примем для этой обмотки  $U_{к.С} = 0$ .

«Определим приведенные потери активной мощности (нагрузочные потери) короткого замыкания на трансформаторе» [3]:

$$P'_{к.В} = P_{к.В} + \kappa_{ИП} \cdot Q_{к.В} = 45 + 0,05 \cdot 1720 = 131 \text{ кВт}, \quad (3.9)$$

$$P'_{к.С} = P_{к.С} + \kappa_{ИП} \cdot Q_{к.С} = 45 + 0,05 \cdot 0 = 45 \text{ кВт}, \quad (3.10)$$

$$P'_{к.Н} = P_{к.Н} + \kappa_{ИП} \cdot Q_{к.Н} = 45 + 0,05 \cdot 1000 = 95 \text{ кВт}. \quad (3.11)$$

«Приведенные потери мощности в силовом трансформаторе» [3]:

$$P'_T = P'_X + \kappa_{3.B}^2 \cdot P'_{K.B} + \kappa_{3.C}^2 \cdot P'_{K.C} + \kappa_{3.H}^2 \cdot P'_{K.H}. \quad (3.12)$$

В соответствии с выражением (3.12) потери:

$$P'_T = 24,2 + 1,4^2 \cdot 131 + 0,5^2 \cdot 45 + 0,9^2 \cdot 95 = 369,2 \text{ кВт.}$$

«Для группы трехобмоточных трехфазных трансформаторов (автотрансформаторов) потери электроэнергии –  $\Delta W_{\text{пс}}$  определяются из следующего обобщенного выражения:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{пс}} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{K.Bi} + \sum \Delta W_{K.Ci} + \sum \Delta W_{K.Hi} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_X \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{K.B} \cdot \kappa_{3.Bi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{K.C} \cdot \kappa_{3.Ci}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{K.H} \cdot \kappa_{3.Hi}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (3.13)$$

где  $i$  – порядковый номер ступени графика нагрузки,  $i = 1, 2, 3, \dots, k$ ;  $n_i$  – число трансформаторов ПС;  $T_i$  – продолжительность нахождения нагрузки  $S_i$  на  $i$ -ой ступени.» [3].

«Для определения возможности отключения одного из силовых трансформаторов реконструируемой подстанции с целью уменьшения потерь необходимо определить экономическую нагрузку трансформатора по выражению:

$$S_{\text{Э.ПС}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P'_X}{P'_{K.B}}}, \quad (3.14)$$

где:  $S_{\text{НОМ.Т}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$n$  – количество трансформаторов на подстанции;

$P'_X$  – значение приведенных потерь холостого хода в трансформаторе;

$P'_{K}$  – значение приведенных потерь короткого замыкания в трансформаторе.» [3].

Для варианта 1 с силовым трансформатором ТДТН–16000/110 значение экономической мощности по (3.14) составит:

$$S_{\text{Э.ПС}} = 16 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{24,2}{131}} = 9,7 \text{ МВА.}$$

При заполнении таблицы 3.2 количество одновременно работающих трансформаторов  $n_i$  определим исходя из условия:

если  $S_{\text{В}i} > S_{\text{Э.ПС}}$ , то в работе остаются два трансформатора и  $n_i = 2$ ;

если  $S_{\text{В}i} < S_{\text{Э.ПС}}$ , то в работе остаётся один трансформатор и  $n_i = 1$ ;

Результаты дальнейших расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета потерь для трансформаторов ТДТН–16000/110

i	$S_{\text{В}i}$ , МВА	$S_{\text{С}i}$ , МВА	$S_{\text{Н}i}$ , МВА	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{\text{X}i}$ , кВт·ч	$k_{3,\text{В}i}$	$k_{3,\text{С}i}$	$k_{3,\text{Н}i}$	$\Delta W_{\text{К.В}i}$ , кВт·ч	$\Delta W_{\text{К.С}i}$ , кВт·ч	$\Delta W_{\text{К.Н}i}$ , кВт·ч
1	21,7	8,03	13,67	2	700	33880	1,4	0,5	0,9	89866	3937,5	26932,5
2	19,53	7,23	12,3	2	2300	111320	1,2	0,5	0,8	216936	12937,5	69920
3	13,02	4,82	8,2	2	3000	145200	0,8	0,3	0,5	125760	6075	35625
4	8,68	3,21	5,47	1	2000	48400	0,5	0,2	0,3	32750	1800	8550
5	6,51	2,41	4,1	1	760	18392	0,4	0,2	0,3	7964,8	684	3249
$\Sigma$						357192				473277	25434	144277
						$\Delta W_{\text{ПС}} = \Sigma \Delta W_{\text{X}} + \Sigma \Delta W_{\text{К.В}} + \Sigma \Delta W_{\text{К.С}} + \Sigma \Delta W_{\text{К.Н}} = 1000179$						

Вычисление экономической составляющей для трансформаторов ТДТН–16000/110:

«Расчет стоимости 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta = \frac{270}{5378} + 0,9 = 0,95 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}, \quad (3.15)$$

где:  $\alpha = 270$  – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности;



$$T_M = 5378;$$

$\beta = 0,9$  – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии.» [3].

«Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах» [3]:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}}. \quad (3.16)$$

«Произведем расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах по (3.16)» [3]:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}} = 1000179 \cdot 0,95 = 950170,1 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

«Расчет экономической целесообразности выбора трансформаторов:

$$K = 26000000 \text{ руб},$$

где:  $K$  – капитальные затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость трансформаторов ПС для рассматриваемых вариантов), руб.» [3].

«Для силового электрооборудования  $p_{\text{сум}}$  составляет:

$$p_{\text{сум}} = 0,094,$$

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 26000000 = 2444000 \text{ руб},$$

$$I = I_0 + I_{\text{Э}} = 2444000 + 950170,1 = 3394170,1 \text{ руб},$$

$$Z_{\text{пр1}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = E_{\text{н}} \cdot K + I_0 + I_{\text{Э}}, \text{ руб}, \quad (3.17)$$

где:  $E_{\text{н}} = 0,15$  – нормативный коэффициент дисконтирования;

$I$  – годовые эксплуатационные издержки, руб.;

$I_{\text{Э}}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах;

$I_0$  – годовые отчисления, руб.» [3].

Из выражения (3.17) вычислим:

$$Z_{\text{пр1}} = E_{\text{н}} \cdot K + И = 0,15 \cdot 26000000 + 3394170,1 = 7294170,1 \text{ руб.}$$

### 3.1 Проверка возможности установки трансформатора ТДТН 25000

«Рассчитываем потери реактивной мощности в трансформаторе по

(3.2):

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{1}{100} \cdot 25000 = 250 \text{ кВар,}$$

где:  $Q_x$  – потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.  
(квар);

$I_x, \%$  – ток холостого хода трансформатора, %;

$S_{\text{ном.Т}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.» [3].

«Определяем приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода по (3.3):

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{\text{ИП}} \cdot Q_x = 36 + 0,05 \cdot 250 = 48,5 \text{ кВт,}$$

где:  $\kappa_{\text{ИП}} = 0,05$  кВт/квар – коэффициент изменения потерь, которые зависят от удаленности потребителей от источников питания и составляет 0,02 ... 0.2 кВт/квар.» [3].

«Произведем расчет коэффициентов загрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений:

$$\kappa_{3.в} = \frac{S_B}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{21700}{25000} = 0,9,$$

$$\kappa_{3.с} = \frac{S_C}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{8030}{25000} = 0,3,$$

$$\kappa_{3.н} = \frac{S_H}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{13670}{25000} = 0,5,$$

где:  $S_B$ ,  $S_C$ ,  $S_H$  – расчетные мощности нагрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений.» [3].

«Определим потери активной мощности между обмотками трехфазного трехобмоточного трансформатора по (3.7):

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.вн-нн} = 0,5 \cdot 145 = 72,5 \text{ кВт},$$

где:  $P_{к.в}$ ,  $P_{к.с}$ ,  $P_{к.н}$  – потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузки.» [3].

«В соответствии с выражением (3.8) определим:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2687,5 \text{ квар},$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%)}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{6,25}{100} \cdot 25000 = 1562,5 \text{ квар},$$

где  $U_{к.в}$ ,  $U_{к.с}$ ,  $U_{к.н}$  – напряжение к.з. (%) обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора, которые при заданных в справочнике значениях напряжений к.з. между обмотками  $u_{к.вн-нн}$ ,  $u_{к.вн-сн}$ ,  $u_{к.сн-нн}$  определяются из выражений.» [3, с. 13].

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (u_{к.вн-нн} + u_{к.вн-сн} - u_{к.сн-нн}) = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75 \%,$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (u_{к.вн-сн} + u_{к.сн-нн} - u_{к.вн-нн}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \%,$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (u_{к.вн-нн} + u_{к.сн-нн} - u_{к.вн-сн}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \%.$$

Так как для обмотки среднего напряжения значение напряжения короткого замыкания  $U_{к.с} = -0,25\%$ , примем для этой обмотки  $U_{к.с} = 0$ .

«Определим приведенные потери активной мощности (нагрузочные потери) короткого замыкания на трансформаторе» [3, с. 12]:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ИП} \cdot Q_{к.в} = 72,5 + 0,05 \cdot 2687,5 = 206,9 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + \kappa_{ИП} \cdot Q_{к.с} = 72,5 + 0,05 \cdot 0 = 72,5 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{ИП} \cdot Q_{к.н} = 72,5 + 0,05 \cdot 1562,5 = 150,6 \text{ кВт}.$$

Определим приведенные потери мощности в силовом трансформаторе по выражению (3.12):

$$P'_T = 48,5 + 0,9^2 \cdot 206,9 + 0,3^2 \cdot 72,5 + 0,5^2 \cdot 150,6 = 260,3 \text{ кВт}.$$

«Для группы трехобмоточных трехфазных трансформаторов (автотрансформаторов) потери электроэнергии –  $\Delta W_{пс}$  определяются из обобщенного выражения (3.13).» [3].

Для определения возможности отключения одного из силовых трансформаторов реконструируемой подстанции с целью уменьшения потерь необходимо определить экономическую нагрузку трансформатора по выражению (3.14):

Для варианта 2 с силовым трансформатором ТДТН 25000/110 значение экономической мощности по выражению (3.14) составит:

$$S_{Э.Пс} = 25 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{48,5}{206,9}} = 17,1 \text{ МВА}.$$

При заполнении таблицы 3 количество одновременно работающих трансформаторов  $n_i$  определим исходя из условия:

если  $S_{Ви} > S_{Э.Пс}$ , то в работе остаются два трансформатора и  $n_i = 2$ ;

если  $S_{Ви} < S_{Э.Пс}$ , то в работе остаётся один трансформатор и  $n_i = 1$ ;

Результаты дальнейших расчетов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета потерь для трансформаторов ТДТН-25000/110

i	S <sub>Bi</sub> , МВА	S <sub>Сi</sub> , МВА	S <sub>Нi</sub> , МВА	n <sub>i</sub>	T <sub>i</sub> , ч	ΔW <sub>xi</sub> , кВт·ч	k <sub>з.вi</sub>	k <sub>з.сi</sub>	k <sub>з.нi</sub>	ΔW <sub>к.вi</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>к.сi</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>к.нi</sub> , кВт·ч
1	21,7	8,03	13,67	2	700	67900	0,9	0,3	0,5	58656,2	2283,8	13177,5
2	19,53	7,23	12,3	2	2300	223100	0,8	0,3	0,5	152278,4	7503,8	43297,5
3	13,02	4,82	8,2	1	3000	145500	0,5	0,2	0,3	77587,5	4350	20331
4	8,68	3,21	5,47	1	2000	97000	0,3	0,1	0,2	18621	725	6024
5	6,51	2,41	4,1	1	760	36860	0,3	0,1	0,2	7076	275,5	2289,1
Σ						570360				314219	15138	85119
						ΔW <sub>пс</sub> = ΣΔW <sub>x</sub> + ΣΔW <sub>к.в</sub> + ΣΔW <sub>к.с</sub> + ΣΔW <sub>к.н</sub> = 984836						

Вычисление экономической составляющей для трансформаторов ТДТН–25000/110:

«Расчет стоимости 1 кВт·ч электроэнергии по (3.15):

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta = \frac{270}{5378} + 0,9 = 0,95 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}},$$

где:  $\alpha = 270$  – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт·ч договорной мощности;

$$T_{\text{М}} = 5378;$$

$\beta = 0,9$  – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии.» [3].

«Произведем расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах по выражению (3.16)» [3]:

$$И_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{Э}} = 984836 \cdot 0,95 = 935594,2 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

«Расчет экономической целесообразности выбора трансформаторов:

$$K = 25000000 \text{ руб.}$$

где:  $K$  – капитальные затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость трансформаторов ПС для рассматриваемых вариантов), руб.» [3].

«Для силового электрооборудования  $p_{\text{сум}}$  составляет:

$$p_{\text{сум}} = 0,094,$$

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 25000000 = 2350000 \text{ руб.}$$

$$I = I_0 + I_{\text{э}} = 2350000 + 935594,2 = 3285594,2 \text{ руб.}$$

где:  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент дисконтирования;

$I$  – годовые эксплуатационные издержки, руб.;

$I_{\text{э}}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах;

$I_0$  – годовые отчисления, руб.» [3].

Из выражения (3.17) вычислим:

$$Z_{\text{пр2}} = E_n \cdot K + I = 0,15 \cdot 25000000 + 3285594,2 = 7035594,2 \text{ руб.}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр1}} &= 7294170,1 \text{ руб.} > Z_{\text{пр2}} \\ 7294170,1 \text{ руб.} &> 7035594,2 \text{ руб.} \end{aligned}$$

### **Выводы по разделу 3**

1. Определены технико-экономические показатели для варианта установки на подстанции двух силовых трансформаторов марки ТДТН 16000 и для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТДТН 25000;

2. Определено, что экономически целесообразнее, на подстанции при реконструкции, выполнить установку двух силовых трансформаторов марки ТДТН– 25000/110/35/10.

## 4 Определение значений токов короткого замыкания после реконструкции

Производимый расчет токов короткого замыкания требуется для дальнейшего выбора электрического оборудования, различных защит, а также их проверки.

«При расчетах цепей релейной защиты расчетными видами токов к.з., как правило, являются: в сетях 6–35 кВ – двух- и трехфазные токи к.з., в сетях 110–220 кВ – трех-, двух- и однофазные токи к.з.» [3].

«Короткое замыкание – любое непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, либо, в системах с заземленными нейтралью – между одной или несколькими фазами и землей (или нулевым проводом)» [9].

Предотвращение коротких замыканий в сетях электроснабжения является одной из приоритетных задач проектирования системы.

### 4.1 Определение значений симметричных токов короткого замыкания

Составим расчетную схему ЭУ и обозначим расчетные точки КЗ (рисунок 3).

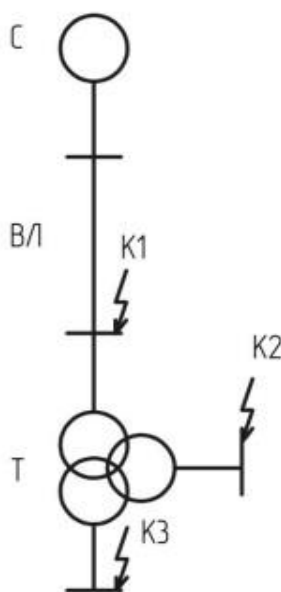


Рисунок 3 – Расчетная схема



Исходя из данной схемы формируется схема замещения (рисунок 4).

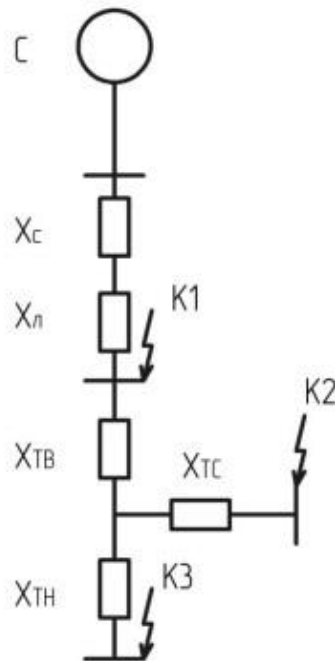


Рисунок 4 – Схема замещения

Произведем расчет сопротивлений схемы замещения:

Используем базисную мощность и ЭДС:  $S_б = 1000$  МВА,  $E_{*б,с} = 1$ .

Расчет сопротивлений:

$$S_K = 1900 \text{ МВА.}$$

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_K} = \frac{1000}{1900} = 0,53, \quad (4.1)$$

$$x_{*б,ТВ} = \frac{U_{к.в} \% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,3, \quad (4.2)$$

$$x_{*б,Тс} = \frac{U_{к.с} \% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 0, \quad (4.3)$$

$$x_{*б,ТН} = \frac{U_{к.н} \% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{6,25 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 2,5, \quad (4.4)$$

$$x_{*б,л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot \frac{4}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,06. \quad (4.5)$$

Длина линии, составляет 4 км.

Выполним расчет токов симметричного короткого замыкания:

В точке К1:

Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точки К1:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,л} = 0,53 + 0,06 = 0,59. \quad (4.6)$$

«Расчет базисного тока:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (4.7)$$

где  $S_б$  – базисная мощность;  $U_б$  – базисное напряжение, удобнее принять  $U_б = U_{ср}$  ступени, где рассматривается к.з.» [3, с. 32].

Из выражения (4.7):

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

«Определяем начальное действующее значение периодической составляющей короткого замыкания тока:

$$I_{п,0}^3 = \frac{E_{*б}^{\prime\prime}}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б, \quad (4.8)$$

где  $E_{*б}^{\prime\prime}$  – сверхпереходная ЭДС, о.е.;  $x_{*рез(б)}$  – результирующее сопротивление до точки к.з., о.е.» [3, с. 32].

Из выражения (4.8):

$$I_{п,о}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{0,59} \cdot 5,02 = 8,5 \text{ кА.}$$

«Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^3 \cdot k_{уд}, \quad (5.9)$$

где:  $k_{уд} = 1,8$  – ударный коэффициент, по табл. 4.3 согласно [3].» [3, с. 33].

Из выражения (5.9):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^3 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,5 \cdot 1,8 = 21,64 \text{ кА.}$$

В точке К2:

Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точки К2:

$$\begin{aligned} x_{*рез(б)} &= x_{*б,с} + x_{*б,л} + x_{*б,ТВ} + x_{*б,Тс}, \\ x_{*рез(б)} &= 0,53 + 0,06 + 4,3 + 0 = 4,89. \end{aligned} \quad (5.10)$$

«Выполним расчет базисного тока по (4.7)» [3]:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,4 \text{ кА.}$$

«Определим начальное действующее значение периодической составляющей тока К3 по выражению (4.8)» [3]:

$$I_{п,о}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{4,89} \cdot 15,4 = 3,05 \text{ кА.}$$

Вычисляем ударный ток КЗ по выражению (4.8):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^3 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,05 \cdot 1,92 = 8,28 \text{ кА},$$

где  $k_{уд} = 1,92$  – ударный коэффициент, по табл. 4.3 согласно [3].

В точке КЗ:

Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точки

КЗ:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,л} + x_{*б,Тв} + x_{*б,Тн}, \quad (4.11)$$

$$x_{*рез(б)} = 0,53 + 0,06 + 4,3 + 2,5 = 7,36.$$

Выполним расчет базисного тока по выражению (4.7):

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ кА}.$$

«Определим начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ по выражению (4.8)» [3]:

$$I_{п,о}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{7,36} \cdot 54,9 = 7,46 \text{ кА}.$$

Вычисляем ударный ток КЗ по выражению (5.9):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^3 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,46 \cdot 1,92 = 20,25 \text{ кА},$$

где:  $k_{уд} = 1,92$  – ударный коэффициент, по табл. 4.3 согласно [3].

## 4.2 Определение значений несимметричных токов короткого замыкания

Составим схему замещения прямой, а также обратной и нулевой последовательности для расчета несимметричных токов КЗ.

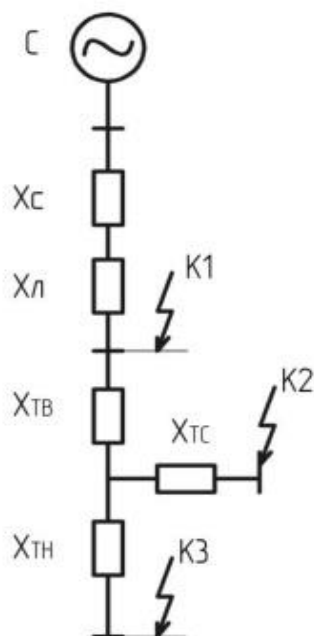


Рисунок 5 – Схема замещения прямой и обратной последовательности

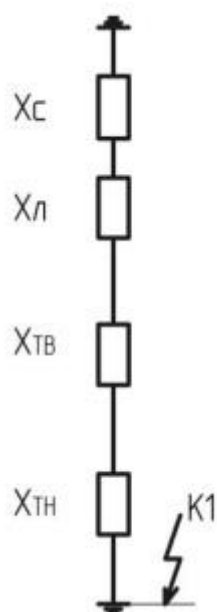


Рисунок 6 – Схема замещения нулевой последовательности

Расчет для точки  $K1$ :

«Произведем расчет сопротивлений прямой и обратной последовательности» [3]:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*6,c} + x_{*6,l} = 0,53 + 0,06 = 0,59. \quad (4.12)$$

«Вычислим сопротивление нулевой последовательности» [3]:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{*6,c} + x_{*6,l}) \cdot (x_{*6,TB} + \frac{x_{*6,Tc} \cdot x_{*6,TH}}{x_{*6,Tc} + x_{*6,TH}})}{(x_{*6,c} + x_{*6,l}) + (x_{*6,TB} + \frac{x_{*6,Tc} \cdot x_{*6,TH}}{x_{*6,Tc} + x_{*6,TH}})}, \quad (4.13)$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0,53 + 0,06) \cdot (4,3 + \frac{0 \cdot 2,5}{0 + 2,5})}{(0,53 + 0,06) + (4,3 + \frac{0 \cdot 2,5}{0 + 2,5})} = 0,518.$$

«Рассчитаем ток однофазного КЗ:

$$I_{п,0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_6, \quad (4.14)$$

где  $m$  – коэффициент, значение которого зависит от вида к.з., по таблице 4.4 согласно [3];  $E''_{*6}$  – сверхпереходная ЭДС, о.е.» [3].

Из выражения (4.14):

$$I_{п,0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{3}{0,59 + 0,59 + 0,518} \cdot 5,02 = 8,8 \text{ кА.}$$

Вычислим ток двухфазного КЗ:

$$I_{п,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6, \quad (4.15)$$

Из выражения (4.15):

$$I_{п,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{\sqrt{3}}{0,59 + 0,59} \cdot 5,02 = 7,4 \text{ кА.}$$

Определяем путем расчета ток двухфазного КЗ на землю:

$$I_{п,0}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_6, \quad (4.16)$$

Из выражения (4.16):

$$I_{п,0}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,59 \cdot 0,518}{(0,59 + 0,518)^2}} \cdot \frac{1}{0,59 + \frac{0,59 \cdot 0,518}{0,59 + 0,518}} \cdot 5,02 = 8,7 \text{ кА.}$$

Расчет ударных токов по выражению (4.9):

$$\begin{aligned} i_{уд}^{(1)} &= \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^{(1)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,8 \cdot 1,8 = 22,4 \text{ кА,} \\ i_{уд}^{(2)} &= \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^{(2)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,4 \cdot 1,8 = 18,8 \text{ кА,} \\ i_{уд}^{(1,1)} &= \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^{(1,1)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,7 \cdot 1,8 = 22,1 \text{ кА,} \end{aligned}$$

Расчет для точки К2:

Произведем расчет сопротивления прямой последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*6,c} + x_{*6,l} + x_{*6,Tв} + x_{*6,Tc} = 0,53 + 0,06 + 4,3 + 0 = 4,89.$$

Вычислим ток двухфазного КЗ из выражения (5.15):

$$I_{п,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{\sqrt{3}}{4,89 + 4,89} \cdot 15,4 = 2,72 \text{ кА.}$$

Расчет ударных токов из выражения (5.9):

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^{(2)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,72 \cdot 1,92 = 7,4 \text{ кА.}$$

Для точки КЗ:

В следствии того, что обмотка на низкой стороне напряжения трансформатора соединена по схеме треугольник, токи нулевой последовательности на ступени низкого напряжения протекать не будут. Следовательно, однофазное КЗ сводится к простому, токи которого, в данном случае, пренебрежительно малы. Таким образом, для данной точки расчету подлежит только двухфазное короткое замыкание.

Расчет сопротивления прямой последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*6,c} + x_{*6,l} + x_{*6,TB} + x_{*6,TH} = 0,53 + 0,06 + 4,3 + 2,5 = 7,39.$$

Определим ток двухфазного КЗ по выражению (5.15):

$$I_{п,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{\sqrt{3}}{7,39 + 7,39} \cdot 54,9 = 6,4 \text{ кА.}$$

Расчет ударных токов по выражению (5.9):

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^{(2)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,4 \cdot 1,92 = 17,4 \text{ кА,}$$

где  $k_{уд} = 1,92$  – ударный коэффициент, по табл. 4.3 согласно [3].

Полученные значения токов коротких замыканий в различных точках позволяет произвести выбор оборудования электрических сетей таким



образом, чтобы оно в аварийном режиме обеспечивало функционирование сети так же, как и в нормальном.

#### **Выводы по разделу 4**

1. Построены схемы для расчета токов короткого замыкания на подстанции и по схемам определены расчетные точки на каждой ступени напряжения.
2. Построены схемы прямой последовательности для расчета симметричных (трехфазных) токов короткого замыкания;
3. Выполнен расчет симметричных токов короткого замыкания на подстанции после установки новых силовых трансформаторов;
4. Построены схемы обратной и нулевой последовательностей для расчета несимметричных токов короткого замыкания на подстанции после установки новых силовых трансформаторов;
5. Выполнен расчет несимметричных токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции.
6. Определены максимальные и наиболее опасные значения токов короткого замыкания, которые будут использованы для выбора и проверки высоковольтного оборудования подстанции в разделе 4 ВКР.

## 5 Выбор высоковольтного электрооборудования распределительных устройств

### 5.1 Выбор высоковольтных выключателей

На стороне 110 кВ:

Расчет тока:

$$I_{max} = \frac{S_{НОМТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 175,7 \text{ А.} \quad (5.1)$$

«На термическую стойкость:

$$\begin{aligned} B_k &= \left( I_{п,0}^{(1)} \right)^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{откл.в.} + T_a) \\ &= 8,8^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,05), \\ B_k &= 9,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \end{aligned} \quad (5.2)$$

где:  $t_{откл.в.}$  – время полное, за которое выключатель отключается;

$t_{р.з.}$  – время срабатывания релейной защиты.» [3].

«Вычислим:

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,038 = 0,048, \quad (5.3)$$

где:  $t_{с.в.}$  – собственное время срабатывания выключателя;

$t_{р.з.}$  – время срабатывания релейной защиты.» [3].

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^{(1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,8 \cdot e^{-\frac{0,048}{0,05}} = 4,76 \text{ кА.} \quad (5.4)$$

По результатам вышеизложенного расчета для стороны высокого напряжения трансформаторной подстанции выберем газоизолированный

выключатель с изоляцией на основе гексафторида серы ВГТ–110–40/2000 УХЛ1.

Ведомость проверки высоковольтного выключателя для стороны 110 кВ приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Проверка выключателя ВГТ–110–40/2000 УХЛ1.

$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 175,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{п,о}}^{(1)} = 8,8 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 4,76 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\text{ном}} = (\sqrt{2}\beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.ном.}}$ $i_{\alpha,\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,01) \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}}^{(1)} + i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,8 + 4,76$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}}^{(1)} + i_{\alpha,\tau} = 17,2 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 79,2 \text{ кА}$
$I_{\text{п,о}}^{(1)} = 8,8$	$I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}^{(1)} = 22,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 9,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, была проведена проверка выключателя ВГТ–110 УХЛ1 на соответствие каталожных данных реальным параметрам рассматриваемой цепи. При проверке данного выключателя на основании которого можно сделать вывод , что он удовлетворяет требованиям надежности срабатывания и по всем параметрам подходит для установки в заданную цепь.

На стороне 35 кВ:

Расчет тока по выражению (5.1):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 540 \text{ А.}$$

«На термическую стойкость по выражению (6.2):

$$B_k = \left( I_{п,о}^{(2)} \right)^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{откл.в.} + T_a) = 2,72^2 \cdot (0,01 + 0,090 + 0,14),$$
$$B_k = 1,775 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где:  $t_{откл.в.}$  – время полное, за которое выключатель отключается;  
 $t_{р.з.}$  – время срабатывания релейной защиты.» [3].

«По выражению (6.3):

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,08 = 0,09,$$

где:  $t_{с.в.}$  – собственное время срабатывания выключателя;  
 $t_{р.з.}$  – время срабатывания релейной защиты.» [3].

По выражению (6.4):

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^{(2)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,72 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,03}} = 0,2 \text{ кА}.$$

По результатам вышеизложенного расчета для стороны высокого напряжения трансформаторной подстанции выберем вакуумный выключатель наружной установки ВР35НТ УХЛ1.

Ведомость проверки выключателя для стороны 35 кВ приведена в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Проверка выключателя ВР35НТ УХЛ1.

$U_{\text{ном. сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 540 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{п,о}}^{(2)} = 2,72 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 0,2 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\text{ном}} = (\sqrt{2}\beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.ном.}}$ $i_{\alpha,\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,01) \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}}^{(1)} + i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,72 + 0,2$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}}^{(1)} + i_{\alpha,\tau} = 4 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 49,5 \text{ кА}$
$I_{\text{п,о}}^{(2)} = 2,72$	$I_{\text{пр.с}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}^{(2)} = 7,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 64 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 1,775 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 25^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, была проведена проверка выключателя ВР35НТ УХЛ1 на соответствие каталожных данных реальным параметрам рассматриваемой цепи. При проверки данного выключателя на основании которого можно сделать вывод, что он удовлетворяет требованиям надежности срабатывания и по всем параметрам подходит для установки в заданную цепь.

На стороне 10 кВ

В целях унификации оборудования КРУН, для установки в ячейки секционных, вводных и фидерных выключателей примем одинаковые выключатели.

Расчет тока по выражению (6.1):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,4 = 2336,5 \text{ А.}$$

«На термическую стойкость по выражению (6.2):

$$B_K = \left( I_{\Pi,0}^{(2)} \right)^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в.}} + T_a) = 6,4^2 \cdot (0,01 + 0,07 + 0,014),$$

$$B_K = 3,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где  $t_{\text{откл.в.}}$  – время полное, за которое выключатель отключается;  $t_{\text{р.з.}}$  – время срабатывания релейной защиты.» [3].

По выражению (5.3):

$$\tau = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,015 = 0,025,$$

По выражению (5.4):

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi,0}^{(2)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,4 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,014}} = 1,52 \text{ кА}.$$

По результатам вышеизложенного расчета для стороны низкого напряжения трансформаторной подстанции выберем вакуумный выключатель ВВ/TEL–10–31,5/2000.

Ведомость проверки высоковольтного выключателя для стороны 10 кВ приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Проверка выключателя ВВ/TEL–10–31,5/2000.

$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2336,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{п,о}}^{(2)} = 6,44 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 1,52 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\text{ном}} = (\sqrt{2}\beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл.ном.}}$ $i_{\alpha,\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,01) \cdot 31,5$ $= 17,8 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}}^{(2)} + i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,4 + 1,52$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}}^{(2)} + i_{\alpha,\tau} = 10,5 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 62,4 \text{ кА}$
$I_{\text{п,о}}^{(2)} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}^{(2)} = 17,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 3,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, была проведена проверка выключателя ВВ/TEL–10–31,5/2500 и он по всем параметрам подходит для установки.

## 5.2 Выбор высоковольтных разъединителей

На стороне 110 кВ:

По имеющимся данным выберем разъединитель двухколонковый с заземляющими ножами типа РНДЗ–1–110/1000 УХЛ1.

Таблица 5.4 – Выполнение проверки разъединителя РНДЗ–1–110/1000 УХЛ1.

$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.дл.}} = 175,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п,о}}^{(1)} = 8,8 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}^{(1)} = 22,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 9,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороне 35 кВ:

По имеющимся данным выберем разъединитель двухколонковый с заземляющими ножами типа РДЗ–35/1000 НУХЛ1.

Таблица 5.5 – Выполнение проверки разъединителя РДЗ–35/1000 НУХЛ1.

$U_{\text{ном. сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном. дл.}} = 540 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п,о}}^{(2)} = 2,72 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 25 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}}^{(2)} = 7,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 1,775 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Результат проверки разъединителя РДЗ–35/1000 НУХЛ1 показал, что он удовлетворяет всем требованиям для установки на подстанции.

### 5.3 Выбор трансформатора тока

Для стороны 110 кВ:

Расчет тока по выражению (5.1):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.}$$

«Проверка на термическую стойкость по выражению (5.2):

$$B_{\text{к}} = \left( I_{\text{п,о}}^{(1)} \right)^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{T}} + T_{\text{а}}) = 8,8^2 \cdot (0,01 + 3 + 0,05) = 236,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где  $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$  (время протекания тока термической стойкости трансформатора);  $t_{\text{р.з.}}$  – время действия релейной защиты;  $T_{\text{а}}$  – среднее значение.» [3].

По рассчитанным данным выберем трансформатор ТОГФ–110–300/5 УХЛ1 (трансформатор тока элегазовый с фарфоровой изоляцией).



Ведомость проверки ТТ на соответствие заданным параметрам приведена в таблице 5.6

Таблица 5.6 – Проверка трансформатора тока ТОГФ–110–300/5 УХЛ1

$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 125,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 22,4 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 236,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом трансформатор тока ТОГФ–110–300/5 УХЛ1 соответствует заданным параметрам и подходит для установки.

Вторичной нагрузкой трансформатора тока на стороне 110 кВ будет являться амперметр, таблица 5.7.

Таблица 5.7 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОГФ–110–300/5

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020–5	0,6	0,6	0,6
		ИТОГО	0,6	0,6

«Определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом}, \quad (5.5)$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{к}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,024 = 1,076 \text{ Ом}, \quad (5.6)$$

где  $S_{\text{приб}} = 0,6 \text{ ВА}$  – мощность прибора по таблице 8.2;  $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$  – сопротивление контактов;  $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$  – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки.» [3].

Длину соединительных проводов с медными жилами постановим равной 40 м. Произведем определение необходимого сечения проводников:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,076} = 0,651 \text{ мм}^2. \quad (5.7)$$

«Примем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока 2,5 мм<sup>2</sup> (минимально допустимое сечение по условиям механической прочности)» [3].

Для стороны 35 кВ:

Расчет тока по выражению (5.1):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 385 \text{ А}.$$

«Проверка на термическую стойкость по выражению (5.2):

$$B_k = \left(I_{\text{п,о}}^{(2)}\right)^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_T + T_a) = 2,72^2 \cdot (0,01 + 3 + 0,14) = 23,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где  $t_T = 3 \text{ с}$  (время протекания тока термической стойкости трансформатора);  $t_{\text{р.з.}}$  – время действия релейной защиты;  $T_a$  – среднее значение.» [3].

По рассчитанным данным выберем трансформатор ТОЛ–35–600/5 III–IV (трансформатор тока опорный с литой изоляцией).

Ведомость проверки ТТ на соответствие заданным параметрам приведена в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Проверка трансформатора тока ТОЛ–35 –600/5 III–IV.

$U_{\text{ном. сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 385 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 7,4 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 64 \text{ кА}$
$B_k = 23,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом трансформатор тока ТОЛ–35–600/5 III–IV УХЛ1 соответствует заданным параметрам и подходит для установки.

Таблица 5.9 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ–35–600/5 III–IV

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020–5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр	СР 3020–5	0,7	0,7	0,7
Варметр	СР 3020–5	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 236 АРТ–02	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		2,1	2,1	2,1

«Вычислим сопротивление приборов по выражению (5.5):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом.}$$

По выражению (5.6):

$$R_{\text{пр}} = Z_{\text{2ном}} - R_{\text{к}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,084 = 1,016 \text{ Ом,}$$

где  $S_{\text{приб}} = 2,1 \text{ ВА}$  – мощность прибора по таблице 8.4;  $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$  – сопротивление контактов;  $Z_{\text{2ном}} = 1,2 \text{ Ом}$  – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки.» [3].

Длину соединительных проводов с медными жилами постановим равной 40 м. Произведем определение необходимого сечения проводников по выражению (6.7):

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,016} = 0,688 \text{ мм}^2.$$

«Примем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока 2,5 мм<sup>2</sup> (минимально допустимое сечение по условиям механической прочности)» [3].

Для стороны 10 кВ:

Расчет тока по выражению (5.1):

$$I_{max} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2334 \text{ А.}$$

«Проверка на термическую стойкость по выражению (5.2):

$$B_k = \left( I_{п,0}^{(2)} \right)^2 \cdot (t_{р.з.} + t_T + T_a) = 6,44^2 \cdot (0,01 + 1 + 0,14) = 47,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

где  $t_T = 3 \text{ с}$  (время протекания тока термической стойкости трансформатора);  $t_{р.з.}$  – время действия релейной защиты;  $T_a$  – среднее значение.» [3].

По рассчитанным данным выберем трансформатор ТОЛ–10–2500/5 У2 (трансформатор тока опорный с литой изоляцией).

Ведомость проверки ТТ на соответствие заданным параметрам приведена в таблице 6.10.

Таблица 5.10 – Проверка трансформатора тока ТОЛ–10–2500/5 У2.

$U_{ном. сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2334 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{уд} = 17,4 \text{ кА}$	$i_{д} = 152,5 \text{ кА}$
$B_k = 47,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 1 = 992,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом трансформатор тока ТОЛ–10–2500/5 У2 соответствует заданным параметрам и подходит для установки.

Таблица 6.11 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ–10–2500/5.

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020–5	0,6	0,6	0,6
		0,7	0,7	0,7
Ваттметр	СР 3020–5	0,7	0,7	0,7
Варметр	СР 3020–5	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 236 ART–02	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		2,1	2,1	2,1

«Вычислим сопротивление приборов по выражению (5.5):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом.}$$

По выражению (5.6):

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{к}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,1 - 0,084 = 1,016 \text{ Ом,}$$

где:  $S_{\text{приб}} = 2,1 \text{ ВА}$  – мощность прибора по таблице 8.4;  $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$  – сопротивление контактов;  $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$  – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки.» [3].

Длину соединительных проводов с медными жилами постановим равной 40 м. Произведем определение необходимого сечения проводников по выражению (6.7):

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,016} = 0,688 \text{ мм}^2.$$

«Примем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока 2,5 мм<sup>2</sup> (минимально допустимое сечение по условиям механической прочности)» [3].

#### 5.4 Выбор трансформатора напряжения

Установка трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ нецелесообразна в связи с тем, что данная сторона контролируется вышестоящей подстанцией.

Для стороны 35 кВ определяем вторичную нагрузку ТН.

Таблица 5.12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Прибор	Тип	Число	Мощность S, ВА
Ваттметр	СР 3020–5	1	5
Варметр	СР 3020–5	1	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 236 ART–02	5	25
ИТОГО			35

Исходя из данных таблицы вторичной нагрузки для стороны 35 кВ выбираем трансформаторы напряжения ЗНОЛ–СЭЩ–35 УХЛ1.

Для трансформатора напряжения на стороне 10 кВ определяем вторичную нагрузку.

Таблица 6.13 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Число	Мощность S, ВА
Вольтметр	СВ 3020–100	1	4
Вольтметр (по фазный)	СВ 3021–100	1	7,5
Ваттметр	СР 3020–5	1	5
Варметр	СР 3020–5	1	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 236 ART–02	5	25
ИТОГО			46,5

Исходя из данных таблицы вторичной нагрузки для стороны 10 кВ выбираем трансформаторы напряжения ЗНОЛ–СЭЩ–10 УХЛ1.

### 5.5 Выбор жестких шин 10 кВ

Для стороны 10 кВ:

Выбор сечение жестких шин на низкой стороне производится по экономической плотности тока.

Найденное сечение проверим по:

- При протекании длительно допустимого тока из условий нагрева.
- На стойкость термическую при КЗ.
- На стойкость электродинамическую при КЗ.

Расчетные данные:

$$I_{п,о}^{(2)} = 6,4 \text{ кА}; i_{уд}^{(2)} = 17,4 \text{ кА}; B_{к} = 3,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Ток продолжительного режима рассчитан ранее и составляет по таблице 5.3:

$$I_{max} = 1824,5 \text{ A.}$$

«Выберем шины по плотности тока экономической» [5]:

$$s_{\text{ЭК}} = \frac{I_{max}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{1824,5}{1,1} = 1658,6 \text{ мм}^2. \quad (5.8)$$

Выберем шины прямоугольного сечения АД31Т 80x10 с  $I_{\text{доп}} = 1900,0 \text{ A}$ .  
Данные шины подходят по условию нагрева, так как  $I_{\text{доп}} > I_{\text{max}}$  ( $1900,0 \text{ A} > 1824,5 \text{ A}$ ).

«Определим минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{3,85 \cdot 10^3}}{90} = 21,8 \text{ мм}^2. \quad (5.9)$$

где  $C_T = 90 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$  – функция.» [3].

«Шины являются термически стойкими, так как:

$$s_{min} = 21,8 \text{ мм}^2 \leq s = 800 \text{ мм}^2,$$

где  $s_{min}$  – минимальное значение по термической стойкости;  $s$  – выбранное сечение.» [3].

«Вычислим частоту собственных колебаний шин которая находится по формуле:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} \quad (5.10)$$



где  $l$  – длина пролета между изоляторами;  $J$  – момент инерции поперечного сечения шины,  $\text{м}^4$ ;  $E$  – модуль упругости материала шины, Па;  $r_1$  – параметр основной собственной частоты шины;  $m$  – масса шины на единицу длины, кг/м.» [3].

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 4,2 \cdot 10^{-8}}{2,2}} = 260,7 \text{ Гц},$$

Расстояние, покрываемое шиной по дороге от изолятора к изолятору:

$$l = 1 \text{ м.}$$

«Момент инерции поперечного сечения шины по [5, с. 118]:

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,001 \cdot 0,08^3}{12} = 4,2 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4 \quad (5.11)$$

где  $E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$  – модуль упругости материала шины.» [3].

Значение собственной частоты шины по [5, с. 109]:

$$r_1 = 3,14.$$

Погонная масса шины:

$$m = 2,2 \text{ кг/м.}$$

Механический резонанс не проявит себя, в результате того, что частота собственных колебаний превышает значение равное 200 Гц.

Проведем проверку шины на стойкость механическую:

«Напряжение материала шины максимальное при двухфазном коротком замыкании (как наиболее опасном) вычислить требуется:

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{\text{из}}^2 \cdot l_{\text{уд}}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}}}{\lambda \cdot W \cdot a} \quad (5.12)$$

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1^2 \cdot 17400^2 \cdot 1 \cdot 1}{8 \cdot 11 \cdot 10^{-7} \cdot 2} = 3,97 \text{ МПа},$$

где  $a = 2$  м – расстояние между фазами;  $l_{\text{из}} = 1$  м – длина пролета;  $\lambda = 8$  – расстояние между фазами.» [3].

«Коэффициент формы по» [5, с.115]:

$$k_{\phi} = 1,0.$$

«Коэффициент расположения по» [5, с. 115]:

$$k_{\text{расп}} = 1,0.$$

Момент сопротивления шины в поперечной плоскости [3]:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,001 \cdot 0,08^2}{6} = 11 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3. \quad (5.13)$$

Механически прочная шина, либо  $\sigma_{\text{раб}} = 3,97 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп}} = 90 \text{ МПа}$  для марки шин АДЗ1Т по [5, с. 112].

В результате расчетов выбираем алюминиевые шины типа АДЗ1Т 120x8 мм<sup>2</sup>.

### **5.6 Выбор изоляторов 10 кВ**

Осуществим выбор опорного полимерного изолятора ОСК 8–10–А01–2 УХЛ 2 высотой 120 мм.

Так как наиболее тяжелым является двухфазное замыкание, нагрузка на изолятор составит:

$$F_{\text{расч}}^{(1)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{l_{\text{уд}}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}} \cdot l_{\text{из}}, \quad (5.14)$$

$$F_{\text{расч}}^{(1)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{17400^2}{2} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 13,1 \text{ Н.}$$

Все коэффициенты для расчета нагрузки на изолятор взяты из пункта 9. «Значит, изолятор удовлетворяет условиям электродинамической стойкости так как:

$$F_{\text{расч}} = 13,1 \text{ Н} \leq F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \frac{H_{\text{из}}}{H} = 0,6 \cdot 8000 \cdot \frac{0,12}{1,151} = 500,4 \text{ Н,}$$

где  $H_{\text{из}}$  – высота изолятора;  $F_{\text{разр}} = 8000 \text{ Н}$  – нагрузка на изгиб разрушающая, которая взята была из каталога производителя.» [3].

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2} = 0,12 + 0,006 + \frac{0,05}{2} = 1,151 \text{ м.} \quad (5.15)$$

### 5.7 Выбор гибких шин на стороне 110 кВ

На стороне 110 кВ:

Проводники ВЛ (гибкие шины) выполняются сталеалюминевыми проводами марки АС.

Выбор сечение проводников производится по:

«Экономической плотности тока:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{ПС}}^{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{21700}{\sqrt{3} \cdot 115} = 108,9 \text{ кА,} \quad (5.16)$$

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{108,9}{1,1} = 99 \text{ мм}^2, \quad (5.17)$$

где  $j_{\text{ЭК}} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  – нормированная плотность тока.» [3].

Предварительно выберем провод АС–120/19 и выполним для него комплекс проверок:

«Производим проверку соответствия длительно допустимого тока по условиям нагрева с учетом возможной перегрузки:

$$I_{max} = \frac{S_{НОМТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 175,7 \text{ А}, \quad (5.18)$$

$$I_{max} = 175,7 \text{ А} < I_{дл.доп} = 390 \text{ А},$$

где  $I_{дл.доп} = 390 \text{ А}$  – из каталожных данных.» [3].

Проверка по условиям коронирования проводов производится, если напряжение 35 кВ и выше.

«Коронный разряд появляется при условии максимального значения напряженности начальной критической поля электрического:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (5.19)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,37 \text{ кВ/см},$$

где  $r_0$  – радиус провода, см;  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ ).» [3].

«Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot lg \cdot \frac{D_{ср.г}}{r_0}}, \quad (5.20)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,76 \cdot lg \cdot \frac{1,26 \cdot 200}{0,76}} = 21,37 \text{ кВ/см},$$

$$D_{ср.г} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 200,$$

где:  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{ср.г}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз;

$D$  – расстояние между соседними фазами, см.» [3].

Сформулируем условие отсутствия короны:

$$\begin{aligned}1,07 \cdot E &\leq 0,9 \cdot E_0 \\1,07 \cdot 21,37 &< 0,9 \cdot 33,37 \\22,87 &< 30,03\end{aligned}$$

Исходя из условия, при выбранном проводе корона вокруг него не возникает.

Проверка на термическую стойкость для проводов, прокладываемых на открытом воздухе не производится. Проверка на стойкость электродинамическую проводится только при превышении периодической составляющей тока короткого замыкания значения 20 кА, что в данном случае не имеет места.

Провод АС–120/19 удовлетворяет условиям, по которым проводилась проверка и потому принимается к применению в ОРУ 110 кВ.

## 5.8 Выбор гибких шин на стороне 35 кВ

На стороне 35 кВ:

Гибкие шины выполняются сталеалюминиевыми проводами марки АС.

Выбор сечение проводников производится по:

«Экономической плотности тока по формуле (6.17):

$$\begin{aligned}I_{\text{раб.ном}} &= \frac{S_{\text{max}}^{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{21700}{\sqrt{3} \cdot 37} = 438,6 \text{ кА}, \\S &= \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{438,6}{1,1} = 398,4 \text{ мм}^2,\end{aligned}$$

где  $j_{\text{эк}} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  – нормированная плотность тока.» [3].

Предварительно выберем провод АС–400/18 и выполним для него комплекс проверок:

«Производим проверку соответствия длительно допустимого тока по условиям нагрева с учетом возможной перегрузки по формуле (5.18):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НОМТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 546,2 \text{ А},$$
$$I_{\text{max}} = 546,2 \text{ А} < I_{\text{дл.доп}} = 830 \text{ А},$$

где  $I_{\text{дл.доп}} = 830 \text{ А}$  – из каталожных данных.» [3].

Проверка по условиям коронирования проводов производится, если напряжение 35 кВ и выше.

«Коронный разряд появляется при условии максимального значения напряженности начальной критической поля электрического по формуле (6.19):

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,3}}\right) = 31,36 \text{ кВ/см},$$

где  $r_0$  – радиус провода, см;  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ ).» [3].

«Напряженность электрического поля около провода по формуле (6.20):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot lg \cdot \frac{D_{\text{ср.г}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 37}{1,3 \cdot lg \cdot \frac{1,26 \cdot 200}{1,3}} = 4,5 \text{ кВ/см},$$
$$D_{\text{ср.г}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 200,$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;  $D_{\text{ср.г}}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз;  $D$  – расстояние между соседними фазами, см.» [3].

Сформулируем условие отсутствия короны:

$$\begin{aligned}1,07 \cdot E &\leq 0,9 \cdot E_0 \\1,07 \cdot 4,5 &< 0,9 \cdot 31,36 \\4,8 &< 28,2\end{aligned}$$

Исходя из условия, при выбранном проводе корона вокруг него не возникает. Проверка на термическую стойкость для проводов, прокладываемых на открытом воздухе не производится. Проверка на стойкость электродинамическую проводится только при превышении периодической составляющей тока короткого замыкания значения 20 кА, что в данном случае не имеет места. Провод АС–400/18 удовлетворяет условиям, по которым проводилась проверка и потому принимается к применению.

### **Выводы по разделу 5**

1. Определен перечень оборудования для установки на территории ОРУ 110, ОРУ 35 и РУ 10 кВ подстанции после реконструкции;
2. Выбраны типы и марки оборудования подстанции после реконструкции с учетом рассчитанных параметров оборудования и токов короткого замыкания;
3. Выполнен выбор токопроводов для подключения оборудования ОРУ 110, ОРУ 35 и РУ 10 кВ подстанции.

## **6 Расчет электрических нагрузок системы собственных нужд подстанции**

Система собственных нужд подстанции является неотъемлемой частью, которая обеспечивает нормальное функционирование подстанции в энергосистеме в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Кроме того, система собственных нужд обеспечивает возможность проведения ремонтных работ, а также переключений обслуживающим персоналом подстанции в любое время суток и года. Питание системы собственных нужд обеспечивается от трансформаторов собственных нужд. Наиболее ответственные потребители подстанции, к которым относятся устройства релейной защиты, устройства управления выключателями, получают питание от цепей оперативного тока, который на подстанции, выполнен постоянным от зарядно-подзарядных установок. И позволяет функционировать устройствам в отсутствии питания неопределенное время. Для выбора числа и мощности трансформаторов собственных нужд составим перечень потребителей.

Для открытого распределительного устройства перечень потребителей представлен в таблице 4. К потребителям ОРУ 110 кВ отнесем и силовые трансформаторы подстанции.

Таблица 4 – Ведомость потребителей собственных нужд ОРУ 110 кВ

№	Потребитель
1	Оборудование системы охлаждения силового трансформатора
2	Оборудование для подогрева приводов высоковольтных выключателей и приводов разъединителей
3	Установки наружного освещения ОРУ 110 кВ
4	Маслохозяйство, относящееся к силовым трансформаторам

Рассмотрим перечень оборудования, относящегося к собственным нуждам открытого распределительного устройства 35 кВ.



Таблица 5 – Ведомость потребителей собственных нужд ОРУ 35 кВ

№	Потребитель
1	Оборудование для подогрева приводов высоковольтных выключателей и приводов разъединителей
2	Установки наружного освещения ОРУ 35 кВ

Рассмотрим перечень оборудования, относящегося к собственным нуждам распределительного устройства 10 кВ.

Таблица 6 – Ведомость потребителей собственных нужд РУ 10 кВ

№	Потребитель
1	Отопление здания закрытого распределительного устройства
2	Внутреннее освещение здания закрытого распределительного устройства
3	Вентиляция здания закрытого распределительного устройства
4	Зарядно-подзарядные устройства относящиеся к шкафам оперативного тока подстанции

По методическим указаниям определим примерные мощности каждого потребителя собственных нужд подстанции. Для потребителей ОРУ 110 кВ составим таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет нагрузок системы собственных нужд ОРУ 110 кВ

№	Потребитель	Суммарная мощность, кВт
1	Оборудование системы охлаждения силового трансформатора	7
2	Оборудование для подогрева приводов высоковольтных выключателей и приводов разъединителей	13
3	Установки наружного освещения ОРУ 110 кВ	4
4	Маслохозяйство, относящееся к силовым трансформаторам	5
Итого для ОРУ 110 кВ		29

По методическим указаниям определим примерные мощности каждого потребителя собственных нужд подстанции. Для потребителей ОРУ 35 кВ составим таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет нагрузок системы собственных нужд ОРУ 35 кВ

№	Потребитель	Суммарная мощность, кВт
1	Оборудование для подогрева приводов высоковольтных выключателей и приводов разъединителей	30
2	Установки наружного освещения ОРУ 35 кВ	4
Итого для ОРУ 35 кВ		34

Определим мощность для системы собственных нужд распределительного устройства 10 кВ, для этого составим таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет нагрузок системы собственных нужд РУ 10 кВ

№	Потребитель	Суммарная мощность, кВт
1	Отопление здания закрытого распределительного устройства	15
2	Внутреннее освещение здания закрытого распределительного устройства	1
3	Вентиляция здания закрытого распределительного устройства	5
4	Зарядно-подзарядные устройства относящиеся к шкафам оперативного тока подстанции	15
Итого для РУ 10 кВ		36

Суммарная мощность системы собственных нужд составила:

$$P_{CH} = P_{CHОРУ110} + P_{CHОРУ35} + P_{CHРУ10} = 29 + 36 + 34 = 99 \text{ кВт}.$$

Тогда полная мощность системы собственных нужд с учетом коэффициента мощности 0,9 составит:

$$S_{CH} = \frac{P_{CH}}{\cos \varphi} = \frac{99}{0,9} = 110 \text{ кВА}.$$

С учетом допустимой аварийной перегрузки трансформаторов собственных нужд (ТСН) характеризующейся коэффициентом  $k_{пер} = 1,4$ , определим требуемую мощность ТСН по выражению:

$$S'_{ТСН} = \frac{S_{СН}}{k_{пер}} = \frac{110}{1,4} = 78,57 \text{ кВА}.$$

Согласно стандартному ряду мощностей трансформаторов выберем ближайший больший по мощности трансформатор. Ближайшим большим по мощности является трансформатор с мощностью 80 кВА. Тогда для установки на подстанции примем два ТСН типа ТМГ 80/10/0,4 кВ.

### **Выводы по разделу 6**

1. Дана краткая характеристика системы собственных нужд подстанции;
2. Определен перечень электроприемников относящихся к системе собственных нужд подстанции. Приемники определены для ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ и РУ 10 кВ.
3. Выполнен расчет мощности потребителей собственных нужд согласно методических рекомендаций.
4. Выбраны два силовых трансформатора марки ТМГ 80/10/0,4 кВ для питания потребителей собственных нужд;
5. Определено, что для рассматриваемой подстанции подключение трансформаторов собственных нужд необходимо выполнить на стороне распределительного устройства 10 кВ.

## 7 Расчет системы заземления подстанции после реконструкции

В связи с заменой всего высоковольтного оборудования подстанции, необходимо выполнить реконструкцию системы заземления. Система заземления установленная на подстанции подвержена негативному влиянию грунта и влаги, поэтому со временем сопротивление системы заземления меняется, что негативно сказывается на работе оборудования и возможности обслуживания оборудования подстанции персоналом. Также изменение расположения оборудования и типа оборудования, требует изменение расположения вертикальных и горизонтальных заземлителей. Поэтому расчет системы заземления выполняется без учета существующей на подстанции системы заземления.

По [3, с. 97] находим допустимое напряжение прикосновения  $U_{\text{пр.доп.}} = 500 \text{ В}$  для  $\tau = t_{\text{р.з}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$  – длительность воздействия.

«Определяем напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{k_{\Pi}} = \frac{500}{0,153} = 3268 \text{ Ом.} \quad (7.1)$$

где:  $k_{\Pi}$  – коэффициент напряжения прикосновения.» [3].

«Для сложных заземлителей определяется по формуле:

$$k_{\Pi} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_{\text{В}}L_{\text{Г}}}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,82}{\left(\frac{5 \cdot 1560}{10 \cdot \sqrt{100 \cdot 80}}\right)^{0,45}} = 0,153, \quad (7.2)$$

где  $l_{\text{В}} = 5 \text{ м}$  – длина вертикального заземлителя, м;  $L_{\text{Г}} = 1560 \text{ м}$  – длина заземлителей по горизонтали, м;  $a = 10 \text{ м}$  – расстояние между вертикальными заземлителями, м;  $S = 8000 \text{ м}^2$  – площадь заземляющего устройства,  $\text{м}^2$ ;  $M = 0,5$  – параметр, зависящий от  $\rho_1/\rho_2$ , в соответствии с [3];

$\beta$  – коэффициент сопротивления тела человека  $R_{ч}$  и растекания тока от ступней  $R_{с}$ .» [3].

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_{с}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 150} = 0,82. \quad (7.3)$$

Для расчетов принимается:  $R_{ч} = 1000$  Ом,  $R_{с} = 1,5 \cdot \rho_{в.с.}$ , где  $\rho_{в.с.}$  – сопротивление верхнего слоя земли удельное, Ом·м.  $\rho_{в.с.} = 150$  Ом·м. «Поскольку,  $U_3 = I_3 R_3$ , сопротивление заземляющего устройства должно быть, Ом:

$$R_{з,доп} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{3268}{8800} = 0,371 \text{ Ом}, \quad (7.4)$$

где:  $I_3$  – расчетный ток однофазного КЗ на стороне 110 кВ.  $I_3 = 8,8$  кА.» [3].

«Определим общее сопротивление сложного заземлителя, Ом» [3]:

$$R_3 = A \frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L_{г} + L_{в}}. \quad (7.5)$$

«Вычисляем число ячеек по сторонам условного квадрата» [3]:

$$m = \frac{L_{г}}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{1560}{2 \cdot \sqrt{8000}} - 1 = 7,8,$$

Округлим и примем  $m = 8$ .

«Длина полос в расчетной модели» [3]:

$$L'_{г} = 2\sqrt{S}(m + 1) = 2\sqrt{8000} \cdot (8 + 1) = 1610 \text{ м}. \quad (7.6)$$

«Длина сторон ячейки» [3]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{8000}}{8} = 11,2 \text{ м.} \quad (7.7)$$

«Наиболее рациональное использование вертикальных электродов достигается при их размещении по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей при их расположении по периметру:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{\sqrt{8000} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 71,5, \quad (7.8)$$

принимая  $n_B = 72$ .» [3].

«Суммарная длина заземлителей вертикальных» [3]:

$$L_{B\Sigma} = l_B n_B = 5 \cdot 72 = 360 \text{ м.} \quad (7.9)$$

«Относительная глубина электродов вертикальных для погружения» [3]:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{8000}} = 0,061 < 0,1, \quad (7.10)$$

тогда:

$$A = \left( H_{\text{отн}} - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right) = 0,061 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{8000}} = 0,045. \quad (7.11)$$

«Суммарное сопротивление заземлителя сложного по формуле (7.5):

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B} = 0,045 \cdot \frac{150}{\sqrt{8000}} + \frac{150}{1610 + 360} = 0,151 \text{ Ом,}$$

что в меньшей мере  $R_{з,доп} = 0,371 \text{ Ом.}$ » [3].

«Определим напряжение прикосновения:

$$U_{пр} = k_{п} I_{з} R_{з} = 0,153 \cdot 8800 \cdot 0,151 = 203,3 \text{ В,} \quad (7.12)$$

что по меньшей мере допустимого значения 500 В.» [3].

### **Выводы по разделу 7**

1. Выпилен расчет системы заземления подстанции;
2. Определено напряжение прикосновения равное 203 В, которое не превышает нормируемого значения 500 В;
3. Определено сопротивление системы заземления согласно принятым проектным решениям размещения вертикальных и горизонтальных заземлителей.

## 8 Расчет системы молниезащиты подстанции

Молниезащита предназначена для защиты объектов подстанций, также от повреждений вызванные ударами молнии используются молниеотводы.

Защитное устройство от прямого удара молнии, грозозащитный разрядник, представляет собой разрядник, токовый провод и заземляющий переключатель, а также молниеприемник, который предназначен для перехвата ударов молний [3]. Коллектор является частью разрядника и предназначен для пропускания тока молнии от разрядника до заземляющего терминала. Заземляющее устройство представляет собой проводящую часть или набор подключенных проводящих частей, которые находятся в электрическом контакте с землей либо непосредственно, либо через промежуточную проводящую среду.

«Надежность защиты принимаем равной 0,99, тогда» [3, с. 103]:

$$h_0 = 0,8 \cdot h, \quad (8.1)$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h, \quad (8.2)$$

Высота электродов 1 и 2, установленных на трансформаторных порталах  $h_1 = h_2 = 20$  м. Высота защищаемых объектов  $h_x = 8$  м. «Тогда:

$$\begin{aligned} h_0 &= 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16, \\ r_0 &= 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16, \\ r_{x1} = r_{x2} &= \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 8)}{16} = 8 \text{ м}, \end{aligned} \quad (8.3)$$

где:  $h_0$  – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

$h_x$  – высота защищаемого сооружения, м;

$r_0, r_x$  – радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения, м.» [3].



Для защиты объектов подстанции применим молниеотводы СМ–20, высотой 20 м. Для участка ремонтной перемычки и разъединителей на стороне 110 кВ при высоте защищаемых объектов 8 м, защищаемый радиус составляет:

$$r_{x3} = r_{x4} = r_{x5} = r_{x6} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 8)}{16} = 8 \text{ м}, \quad (8.4)$$

К установке на данном участке принято четыре молниеотвода СМ–20.

Для защиты зданий КРУН от ударов молний применим один молниеотвод СМ–20. Рассчитаем защищаемый радиус при высоте КРУН 4,5 м.

$$r_{x3} = r_{x4} = r_{x5} = r_{x6} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 4,5)}{16} = 11,5 \text{ м}. \quad (9.5)$$

### **Выводы по разделу 8**

1. Выполнен расчет системы молниезащиты подстанции.
2. Выбрано число, высота и точки расположения молниеотводов для защиты оборудования и территорий распределительных устройств подстанции от прямых ударов молнии;
3. По результатам расчета получено, что вся территория подстанции находится в зоне действия выбранных стержневых молниеотводов. Территория подстанции на уровне земли и на высоте защищаемого объекта, т.е наиболее высокого объекта подстанции, находится в зоне действия стержневых молниеотводов.

## 9 Релейная защита силового трансформатора

«Первичное значение тока на высокой стороне силового трансформатора определяется по формуле» [6]:

$$I_{\text{пер.ном ВН}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.} \quad (9.1)$$

«Первичное значение тока средней стороны силового трансформатора определяется по выражению» [6]:

$$I_{\text{пер.ном СН}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390 \text{ А.} \quad (9.2)$$

«Первичный ток низкой стороны силового трансформатора определяется по выражению» [6]:

$$I_{\text{пер.ном НН}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,6 \text{ А.} \quad (9.3)$$

«Вторичный ток высокой стороны силового трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{втор.ном ВН}} = \frac{I_{\text{пер.ном ВН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{125,5 \cdot 1}{60} = 2,09 \text{ А,} \quad (9.4)$$

где:  $K_{\text{сх}}$  – значение коэффициента схемы;

$K_1$  – значение коэффициента трансформации ТТ.» [12].

«Вторичный ток средней стороны силового трансформатора определяется по выражению» [6]:

$$I_{\text{втор.ном СН}} = \frac{I_{\text{пер.ном СН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{390 \cdot 1}{120} = 3,25 \text{ А.} \quad (9.5)$$

«Вторичный ток низкой стороны силового трансформатора определяется по выражению» [6]:

$$I_{\text{втор.ном НН}} = \frac{I_{\text{пер.ном НН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{1374,6 \cdot \sqrt{3}}{300} = 7,9 \text{ А.} \quad (9.6)$$

За базисные токи принимаются полученные значения  $I_{\text{втор.ном}}$  для соответствующих сторон трансформатора и задаются с помощью уставок « $I_{\text{баз ВН}}$ », « $I_{\text{баз СН}}$ » и « $I_{\text{баз НН}}$ ».

«Расчитанные базисные токи сторон проверяются на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства, при вторичном токе в 5 А базисные токи должны попадать в диапазон от 1,01 до 10 А» [12].

Из полученных расчетов можно сделать вывод, что условие выполняется.

«Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения  $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты, следует стремиться к тому, чтобы иметь уставку срабатывания в диапазоне от 0,3 до 1,0» [12].

«Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, определяется по формуле» [12]:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{сквоз}}, \quad (9.7)$$

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{сквоз}} = 0,52 \cdot I_{\text{сквоз}}$$

Принимаем значение  $I_{\text{д1}}/I_{\text{н}}$  равное 0,3.

«Определим значение коэффициента снижения тормозного тока по формуле» [12]:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,77. \quad (9.8)$$

«Коэффициент торможения в процентах рассчитывается по формуле» [12]:

$$K_{\text{торм}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})}{K_{\text{сн.т}}} \cdot 100 \%, \quad (9.9)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{0,52}{0,77} \cdot 100 \% = 67,5 \%$$

«Принятое значение уставки коэффициента торможения округляется до целого числа и должен быть в диапазоне от 10 до 100 %» [12]. Принимаем коэффициент торможения равным 68 %.

Расчет первой точки излома и выбор второй:

$$\frac{I_{\text{т1}}}{I_{\text{н}}} = \frac{I_{\text{д1}}/I_{\text{н}}}{K_{\text{торм}}} \cdot 100 = \frac{0,3}{68} \cdot 100 = 0,44. \quad (9.10)$$

Принимаем значение уставки второй точки излома в рекомендуемом диапазоне от 1 до 2,  $I_{\text{т2}}/I_{\text{н}}$  равное 1,5.

Значение уставки блокировки по второй гармонике принимаем равной  $I_{\text{дг2}}/I_{\text{дг1}} = 0,15$ .

«Расчетный ток небаланса при внешнем коротком замыкании рассчитан ниже» [12]:

$$I_{\text{неб}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{торм}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{кз.внеш}}, \quad (9.11)$$

$$I_{\text{неб}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 8,5 = 4,42.$$

«Коэффициент чувствительности ДЗТ–2 должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Как показывает опыт, в большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно» [12].

$$I_{\text{кз.вн.макс ВН}} = \frac{I_{\text{кз.вн}}}{I_{\text{пер.ном ВН}}} = \frac{8500}{125,5} = 67,7, \quad (9.12)$$

Исходя из формулы (11.12) рассчитываем:

$$I_{\text{кз.вн.макс СН}} = \frac{I_{\text{кз.вн}}}{I_{\text{пер.ном СН}}} = \frac{3050}{390} = 7,82,$$

$$I_{\text{кз.вн.макс НН}} = \frac{I_{\text{кз.вн}}}{I_{\text{пер.ном НН}}} = \frac{7460}{1374,6} = 5,42.$$

«Найдем отношение дифференциального тока к номинальному:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.вн.макс}}, \quad (9.13)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$K_{\text{нб}} = 0,7$  – если номинальный вторичный ток ТТ 5 А.» [12].

На средней стороне:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.вн.макс}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,82 = 6,57. \quad (9.14)$$

На низкой стороне аналогично выражению (9.14):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.вн.мах}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,42 = 4,55.$$

Исходя из расчетов принимаем уставку дифотсечки  $I_{\text{диф}}/I_{\text{н}} = 7$ .

«Выбор уставок чувствительности ступени дифференциальной защиты ДЗТ–2 терминала Сириус–Т3 имеет некоторые особенности. Это связано в первую очередь с применением другого принципа формирования тормозного тока – с применением направленного торможения» [6].

«Рассчитаем токи срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.ВН}} = I_{\text{НОМ}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 2,1 \cdot \frac{1,2}{0,95} = 2,65 \text{ А.} \quad (9.15)$$

где:  $K_{\text{отс}} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$K_{\text{в}} = 0,95$  – коэффициент возврата.» [6].

Аналогично формуле (11.15) рассчитаем:

$$I_{\text{с.з.СН}} = I_{\text{НОМ}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 3,3 \cdot \frac{1,2}{0,95} = 4,17 \text{ А.}$$

$$I_{\text{с.з.НН}} = I_{\text{НОМ}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} = 7,9 \cdot \frac{1,2}{0,95} = 9,98 \text{ А.}$$

«Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ–2 ( $I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты» [6].

Рекомендуемые значения уставок:  $I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}} = 0,1; T, \text{с} = 10$ .

## **Выводы по разделу 9**

1. Для выполнения релейной защиты на подстанции после реконструкции, согласно методическим рекомендациям ПАО «РОССЕТИ», приняты для использования только микропроцессорные терминалы релейной защиты.
2. Согласно методическим рекомендациям к установке выбраны микропроцессорные терминалы релейной защиты российского производства.
3. Выполнен расчет уставок микропроцессорного терминала релейной защиты силового трансформатора обеспечивающих защиту от возможных аварийных ситуаций.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной работе выполнен проект реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Драга». Выполнен анализ объекта реконструкции и определены перспективы роста электрических нагрузок энергорайона, а также определены цель и задачи, которые должны быть решены в рамках выполнения выпускной квалификационной работы бакалавра. Определен план географического расположения подстанции, необходимый для выбора климатического исполнения оборудования принимаемого входе выполнения ВКР к установке на подстанции. В ходе выполнения работы рассчитаны ожидаемые электрические нагрузки, на которые должно быть рассчитано оборудование подстанции. Мощность в часы максимальной загруженности составила 21,7 МВА.

Далее рассмотрены различные варианты силовых трансформаторов, исходя из чего по технико-экономическим показателям выбраны 2 трехобмоточных трансформатора ТДТН–25000/110, так как на реконструируемой подстанции так же не будет доступного резерва трансформаторной мощности для подключения новых потребителей. С целью повышения надежности работы силового трансформаторного оборудования предлагается при реконструкции подстанции выполнить установку силовых трансформаторов марки ТДТН–25000/110.

Далее были рассчитаны токи короткого замыкания, по которым осуществлялась проверка всех электрических аппаратов и проводников, исходя из рассчитанных данных выбрана различная электрическая аппаратура: выключатели ВГТ–110–40/2000 УХЛ1, ВР35НТ УХЛ1 и ВВ/ТЕЛ–10–31,5/3500; разъединители РНДЗ–1–110/1000 УХЛ1, РДЗ–35/1000 НУХЛ1; трансформаторы тока ТОГФ–110–300/5 УХЛ1, ТОЛ–35–600/5 Ш–IV, ТОЛ–10–2500/5 У2; трансформаторы напряжения ЗНОЛ–СЭЩ–35 УХЛ1, ЗНОЛ–СЭЩ–10 УХЛ1. Выбраны алюминиевые шины типа АДЗ1Т 120x8 мм<sup>2</sup> для стороны 6 кВ, также изоляторы ОСК 8–10–А01–2 УХЛ1. Выбран провод



АС–120/19 для 110 кВ и АС–400/18 для 35 кВ. Подобраны ОПН для каждой стороны напряжения, выбраны два трансформатора ТМГ–160/10/0,4 кВ собственных нужд. Рассчитаны данные и выбрана схема заземления способная обеспечить безопасность обслуживающего персонала и принимается к монтажу на подстанции. Для защиты от ударов молнии были приняты к установке молниеотводы СМ–20. Итогом работы стал расчет релейной защиты, а также выбран постоянный оперативный ток.

Сформированы электрические схемы и план подстанции с разрезом, на которых отражена компоновка оборудования и агрегатов в пространстве и их электрические связи, а также КРУ подстанции и выключатель 110 кВ. Выпускная квалификационная работы выполнена с учетом современных требований по расчету и выбору электрооборудования подстанций установленного ПАО «Россети». Полученные результаты могут быть использованы на практике.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Development and Uncertainty Evaluation of Calibrating System for Digital Energy Setting. URL: <https://doaj.org/article/52ebfcf90f6346f298ea888578078310> (дата обращения 22.05.2019).
- 2 Ganesan, S. Selection of current transformers and wire sizing in substations. ABB Inc. 2016.
- 3 Influences of Traction Load Shock on Artificial Partial Discharge Faults within Traction Transformer – Experimental Test for Pattern Recognition. URL: <https://doaj.org/article/4c9e55538d224712894fb9f32c644e1f> (дата обращения 22.05.2019).
- 4 Marchi M., Leonhardt G., Rivetti G. SF6 or Vacuum MV Circuit Break. ABB Inc. 2015.
- 5 Rockefeller G. Transformer Protection application guide. Basler Electric. 2013.
- 6 Study on Tower Models for EHV Transmission Line. URL: <https://doaj.org/article/d22d5b7328cf422283b013eee8e244ce> (дата обращения 22.05.2019).
- 7 Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения. М.: Гор. линия-Телеком, 2015. 152 с.
- 8 ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М : Издательство стандартов, 2009. 38 с.
- 9 Ершов Ю. А., Халезина О. П., Малеев А. В. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие. Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2012. 68 с.
- 10 Киреева, Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник для студ. сред. проф. образования 3-е изд. М. : Академия, 2013. 282с.

11 Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций: Учебное пособие. 2-е изд., стер. М.:Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 100 с.

12 Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. 3-е изд. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. 568 с.

13 Крючков, И. П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов. М. : Академия, 2015.

14 Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций. Новосиб.:НГТУ, 2013. 92 с.

15 Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. 111 с.

16 Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс] : ЗАО «РАДИУС Автоматика». URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 25.04.2018 г.).

17 Морозова, Н. Ю. Электротехника и электроника. М. : Академия, 2013. 288 с.

18 Неклепаев, Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М. : БХВ ; Петербург, 2013.

19 Немировский А.Е., Сергиевская И.Ю., Крепышева Л.Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: Учебное пособие. 2-е изд., доп. М.:Инфра-Инженерия, 2018. 148 с.

20 Постановление Губернатора Вологодской области от 30.05.2016 N 295 "Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2017 - 2021 годы"

21 Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп.: Норматика, 2017. 704 с.

22 Рожкова, Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В.,  
Электрооборудование электрических станций и подстанций – 9-е изд. М. :  
Академия, 2013. 448 с.

23 Степкина, Ю. В. Проектирование электрической части  
понижительной подстанции : учебное пособие для курсового и дипломного  
проектирования; Ю. В. Степкина, В. М. Салтыков. – Тольятти: ТГУ, 2007.  
124 с.

24 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического  
проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-  
750 кВ (НТП ПС) [Текст]. М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

25 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные  
электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые  
решения. [Текст]. М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.